

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y
EMPRESARIALES
Departamento de Economía Aplicada I



EL SECTOR DE LA ENERGÍA Y LA INTEGRACIÓN
EN AMÉRICA DEL SUR

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR
PRESENTADA POR

Bryan Fabrizio Espinoza Estrella

Bajo la dirección del doctor

José Antonio Nieto Solis

MADRID, 2013

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA I



TESIS DOCTORAL

**EL SECTOR DE LA ENERGÍA Y LA INTEGRACIÓN
EN AMÉRICA DEL SUR.**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR:

BRYAN FABRIZIO ESPINOZA ESTRELLA

DIRECTOR:

JOSE ANTONIO NIETO SOLIS

Madrid, 2013

EL SECTOR DE LA ENERGÍA Y LA INTEGRACIÓN EN AMÉRICA DEL SUR.

BRYAN FABRIZIO ESPINOZA ESTRELLA

Trabajo para optar al grado de Doctor en Ciencias Económicas.

Dirigido por Doctor José Antonio Nieto Solís.

Departamento de Economía Aplicada I

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

Universidad Complutense de Madrid.

2013

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a:

A mis padres, Don Edmundo Espinoza Granda y Doña Gladys Estrella Navarro, por todo el apoyo dado desde siempre,

A mis hermanas, Wendy Soledad y María Lilián, por tenerme siempre en sus corazones y por estar ellas en el mío,

A Washington Mora y Armando Cáceres, así como a sus respectivas esposas Mery Romero y Betzabé Espinoza, ya que sin ellos esto no hubiera sido posible,

A todas las personas que me alentaron durante mi permanencia en España, desde 2006. No obstante, hago una mención especial de las siguientes personas, según orden alfabético: Carlos Rodríguez, Guillermo Toala, Ignacio Mora, Ivana Durníková, Marcel Vidal y Pablo Encarnación.

Y bajo mi condición de creyente, y al poner en sus manos cada uno de mis proyectos, a Dios.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a cada una de las personas que contribuyeron para el desarrollo de esta Tesis.

Hago un agradecimiento especial al profesor José Antonio Nieto Solís por su invaluable contribución y tiempo dedicado en estos últimos cuatro años como director de Tesis. Así también, a los profesores Antonio Ramos y Clara García por las pautas dadas en su momento.

A los profesores que realizaron sus respectivas críticas dentro de la prelectura, entre ellos: Fernando Alonso, Pedro José Gómez, Rafael Fernández y, con especial atención, a Ángel Alañón por dicha contribución y por todo el apoyo brindado dentro de esta etapa académica. Así también, a los profesores David Howden y José Antonio Rodríguez Martín, por el tiempo que dedicaron a la lectura de este trabajo y por sus consideradas opiniones.

Además, a todas las personas que con sus acciones fraternas, y sin estar vinculadas directamente con el desarrollo de esta Tesis, prácticamente contribuyeron para lo mismo. Para ello, menciono con especial afecto a: Allyson Frandsen, Alejandra Machín, Belinda Gesto, Carlos Guachamin, Holly Clark, José Luis Maldonado, Marie Cook, Megan Greer, Prof. Moisés Tácle, Rebekah Seastrand, Roberto Ríos, Sulma Farfán y Walter Gamarra.

Finalmente, a la Secretaria Nacional de Educación Superior, Ciencia y Tecnología (SENESCYT) del gobierno ecuatoriano por el auspicio brindado este último año.

THE ENERGY SECTOR AND INTEGRATION IN SOUTH AMERICA. (SUMMARY)

Introduction.

The topic of this doctoral thesis is "The Energy Sector and Integration in South America"¹, which focuses on the study of South American energy integration, and is included in the Union of South American Nations (USAN²). Despite this proposal was recently born (in 2007), and therefore it has a short historical trajectory -with instruments still being built-, whose scope is wrapped in the USAN. In any case, the first purpose of this work is to analyze its current situation, and its viability under the complex model described by USAN. As is generally known, previous regional experiences have not been successful in reaching deeper stages of integration. However, the concepts of holistic integration that emerge from this process are novel and attractive to achieve broad benefits in all sectors of the subcontinent³.

Another purpose of this work is to present and discuss the suggestions so that this initiative is picked up again in its original approach and is not routed to a strictly mercantilist sphere.

Research content.

The South American energy integration has the same origins as USAN did, in the year 2000. At that time the South American presidents met in Brasilia (Brazil) in order to promote a global integration within the region with the objetic to create a more concerted effort against the movement of WTO⁴ and FTAA⁵. But this global integration process, called USAN, whose treaty was finally made in 2008, presented a vision

¹ By Bryan Fabrizio Espinoza Estrella. April 9, 2013.

² USAN. In Spanish: UNASUR.

³ The idea of holistic integration exposed from USAN includes not only economic development as a main aspect, but it also includes concepts of economic and social development, environmental sustainability, equity and poverty reduction, regional and infrastructure integration, and serves as a means of strengthening relations between their members and the same USAN.

⁴ WTO. World Trade Organization.

⁵ FTAA. Free Trade Area of the Americas.

committed with the social and economic development, poverty reduction and environmental sustainability. Nevertheless, from the beginning it was stagnating because of the complexity of the model, the lack of accurate instruments, and by the structural and institutional deficiencies that have historically shown regional integration processes in Latin America.

Despite this, members expressed their interest in becoming the energy sector in a catalyst for strengthening and promoting this global integration framework. Thus, in the year 2007, the agreement known as Declaration of Margarita, was signed in Venezuela, which ratified the principles of energy integration, created an action plan, and set a commitment to formulate a South American Energy Treaty.

Regardless, this Declaration regards the energy process as a key objective in South America, and sets the dogma which one would develop, if so expressed, that would then be an important tool to promote social and economic development, and poverty eradication (UNASUR, 2007). Also, it is highlighted as an instrument to strengthen relations between the nations of the subcontinent and a means to exploit complementarities and energy benefits that entail strengthening cooperation in other areas.

Despite the efforts which have not been provided yet, technical details or policy instruments do not make plausible the purpose of advancing in a different way than has been done so far. The truth is that with its limitations and the lack of a theoretical concept as a guide, this process of energy integration has not experienced significant progress. In addition, it has inherited from USAN its ideological focus and good intentions, but also has inherited its deficiencies and possible stagnation.

In fact, in the same Declaration of Margarita, a number of ideas appear which call, as a whole, to regional integration measures, infrastructure integration, economic

and social development, environmental sustainability, equity and poverty reduction, cooperation, energy and economic complementarities, and coordination of policies, among others.

Thus, in this thesis to achieve its proposed objectives, a number of actions to be performed are identified, which primarily seek the following: to dissect this energy process and structure its ideas, clarify the approach and its main purpose, establish a theoretical framework to guide, know structural problems that have origins in past regional experiences, analyze the present (2010) and future (2035)⁶ regional energy scenario, and so establish the benefits that could be achieved with real energy integration and therefore not minimize the concept of this initiative. Finally, emit the necessary suggestions in order to make this energy process resume its original principles.

Now, there is a risk that this thesis may become complex for a lay reader in energy and development issues, mainly due to the complexity and multiplicity of the concepts discussed, which are taken from various agreements and declarations signed by USAN. To avoid this, it has been carefully developed into three parts. The first part is the main body, which has an introductory section, four chapters and their respective conclusions. The second part is the Appendix, which contains four sections, each defined with respective literals from A to D. Finally, the third part contains the Annexes.

With respect to the main body, Chapter 1 sets the theoretical framework on the various items included in this thesis. This involves an analytical content of the concept

⁶ Although in the introductory chapter of the Appendices it describes in detail the methodology, here it is stated that the prospective undertaken was completed: in 60%, from prospective reports found in each country; in 20%, from opinion of experts, although these statistics were found in magazines and statements of statistical institutions, centers and ministries of energy; in 10%, from the method of ordinary least squares (OLS); in 5 %, based on the application of average annual growth rates regional and taken from other sources (mainly for Guyana and Suriname, countries cover only 0.3% of the regional energy consumption). And finally, another 5% from additional calculations based on the above data, mainly for determining electrical power, plant factors and losses of electricity.

of the energy integration which is employed within the general framework of regional integration. The chapter also identifies the main actors within the field and examines the relationship between development and energy terms, and presents the classic difference between integration and cooperation

It should be noted that with this theoretical approach permits the observation of the structural problems that arise in this process energy. For this, four additional theoretical bodies have been used. The first analyzes the degree of economic integration which passes through an integration process which infers that its progress must be gradual. The second discusses the economic theoretical approaches, in which participants must possess certain common characteristics to reach a consensus. The third examines the levels of political integration that discuss the degree of sovereignty that members are inclined to give, and make the integration a more tangible process. In the fourth, institutional aspects are studied to reach an integration process with a growing trend.

In Chapter 2, one studies global integration processes that have occurred previously in the region, with the purpose that this background will help improve the understanding of the structural problems that the energy process has. For this reason, one does a tour of regional arrangements that exist or have existed, so that one may start from LAFTA⁷, pass through ALADI⁸ and subsequently enter into CAN⁹, MERCOSUR¹⁰ and USAN.

This chapter also provides a brief analysis of other energetic experiences related to these general processes and other existing integration processes (CAN, MERCOSUR, SICA and PPP, and NAFTA), in order to compare their characteristics and approaches

⁷ LAFTA. The Latin American Free Trade Association. In Spanish: ALALC.

⁸ Latin American Integration Association. In Spanish: ALADI.

⁹ The Andean Community. In Spanish: CAN.

¹⁰ Southern Common Market. In Spanish: MERCOSUR.

to the South American energy initiative. In this way we compare the characteristics and focuses of the South American energy initiative.

As a complementary subject, in this Chapter we study the Initiative for Integration of Regional Infrastructure in South America (IIRSA), since it is the most relevant and available instrument for this purpose. Although it is also criticized because it presents ambiguities with respect to the principles defined in the process of energy integration and USAN.

Chapter 3 describes the present South American energy profile, with data updated to 2010, and its future, with a foreseeable vision of its energy matrix by 2035 under the most probable scenario. Of course, this chapter is constructed with the analysis of each member country, which includes historical data from 1990, and highlights the potential energy of each, as well as the characteristics of their energy sectors. It should be reiterated that the data presented is sufficient to show in general terms the regional energy scene. Meanwhile, its details may be obtained from the study base attached in Appendices C and D¹¹.

The above analysis will present the benefits that could be achieved if there is true regional energy integration, mainly explained by regional investment levels required for the construction of energy infrastructure.

Chapter 4 presents and analyzes several current projects in which two different characteristics are observed. On one hand, the regional preference for bilateralism is observed, although the original project assumes that the multilateral path materializes their attempts to better integration. On the other hand, one observes that there is a loss of the original objectives with which the South American energy initiative is created.

¹¹ The technical energy study, attached in Appendices C and D, required handling more than 21,000 basic data for its elaboration; more than 18,000 additional mathematical operations; more than 9,000 conversions to have homogeneous datas and over 1,600 criteria were applied.

Accordingly, this chapter presents and discusses the complementary actions that are required for this process to not waste its original vision, without compromising the consolidation of such integration and the pursuit of regional energy assurance.

With respect to the Appendices, Appendix A includes definitions and parameters that guide the multiple calculations made in Appendices B, C and D, and also develops various definitions that appear in Chapter 3 and part of Chapter 4. Appendix B, guides us through the global energy landscape and the relevance of South America. Appendix C, as mentioned above, presents a personal study which details the current energy South American profile and prospective by 2035. In turn, its processing is essential for elaboration of Chapter 3. Appendix D contains tables and figures derived from Appendix C, which provide support for data homogenization.

The Annexes contain fragments of the various declarations and major agreements of UNASUR and its energy integration. Because of this we will have a source of easily accessible and immediate consultation.

Finally, this work is expected to become a guide and reference for any study or analysis that is performed around the South American energy integration. There are many challenges that this young unfinished process will have to overcome, either by institutional strengthening or making more precise tools to get through. However, South America is facing a historic opportunity in which the people must remain vigilant in order for these steps to be real, and in order for energy integration to become a real mechanism for the development of their countries.

Conclusions.

In this study we examined the viability of this energy process under the holistic integration framework proposed by USAN. In turn issued a series of suggestions so that this initiative picked up again the original approach and is not routed to a strictly mercantilist sphere or simply does not become another unsuccessful regional initiative from the series of current inaccuracies.

Now it is important to note that the South American energy integration was taken from the beginning under the complementary energy approach and over the need of countries to seek the security of its energy supply, as not all South American countries have surplus energy, as some of them have surplus and others deficit. Therefore, these aspects were projected as catalyst for strengthening their relations and to promoting its energy market. Moreover, this process would lead countries to improve their conditions of specialization, access to economies of scale, improve their energy efficiency levels, generate state and private benefits and thus attract the required investments.

Accordingly, in the last decade this energetic process has not only been limited to energy or to the economic growth of the region, but also has been linked to a more general approach based on the framework proposed by USAN. That is, it also supports concepts of economic and social development, environmental sustainability, equity and poverty reduction, regional and infrastructure integration, and serves as a means of strengthening relations between their members and the same USAN. In addition, it adds cooperation mechanisms, economic complementarity, and coordination of policies, among others.

In any case, this proposal stands as a new and alternative integration model able to take sustainability and endogeneity as alternatives for development, mainly in response to the disappointment of the policies implemented in the framework of the

Washington Consensus, to the rediscovery of the state in the discourse and political practice, to the revaluation of the territory as a geopolitical key, to carry out energy integration initiatives that accompany and enhance a wide regional integration strategy, and finally by the new cycle of leftist democratic governments that allow considerate open regionalism model exhausted (1990-2005).

Unfortunately this new model or paradigm has been restricted as a mere initiative, existing only on paper, within the respective declarations and statements, since the actual actions taken by USAN and within the same process of energy integration are far from the original proposals. And it will remain so for many years in South America until their governments do not take seriously the innovative objectives formulated. For the moment, there are not technical details or political instruments that make plausible the purpose of advancing. Meanwhile, it has a set of structural problems and institutional weaknesses that does not allow to reach deeper stages of integration and that might cloud any possibility of consensus.

Therefore, against this complex framework it is important now to structure the most outstanding aspects of this work, in order to at the end be able to expose the necessary suggestions.

i. South American Energy Approach.

In South America, since 2000, the energy integration process has come under the broader perspective within the eclectic trend that attempt to link energy, development and integration. But from the beginning this approach has not had, or at least not been known, an energy integration concept to guide and clarify their objectives. For this reason, it has been accepted in this first point the definition presented by ALADI and this concept is shown as general as possible among others. Therefore, it is expressed that energy integration is “a process of strategic interconnections of energy

networks in international corridors, which allow under a common and adequate regulatory framework, the immediate and efficient circulation of energy within a specific space integration”.

However, this definition might sound ambiguous, because it links itself to a "common framework" and a "specific integration space" but allows the true concept to be given into the space of integration where it is performed.

ii. A New Model of Integration.

It has been said earlier that this new model becomes a simple initiative because it has no mechanisms and technical details. For this reason, it is necessary to identify those conceptual elements that arise it as a new paradigm and so to start working on a theoretical basis that give it livelihood.

Therefore, from the Declaration of Margarita, held in Porlamar (Venezuela); from the declaration of the First Meeting of Ministers of Energy of the CSN, held in Caracas (Venezuela) in 2006, and from the Presidential Declaration of South American Energy Integration, held in Cochabamba (Bolivia), in 2006, the perspective of wanting a new integration model was strengthened, different in their approaches, instruments and selected targets. And it was from these agreements where this regional integration model called holistic integration is identified which relates elements of deep integration and comprehensive development.

With respect to the term deep integration this approach expose concepts of commercial convergence, regional integration and infrastructure, facilitation of trade and logistics; articulation of policies, promotion and protection of investments and cooperation for competitiveness, among others. Regardingly, it is important to note that the term in question was strongly heard from final document made by the Commission Strategic Reflection (UNASUR, 2006a), and by the USAN Constitutive Treaty (2008).

Regarding the term comprehensive development, the concept referred to efficient resource management, the fundamental relationship must exist between energy productivity and the productivity of physical, human and natural capital within the states. Thus, in the rational forms of efficiency, effectiveness, and balance in these capitals is where sustainable development, in all aspects, relate to the three vectors of development such as the economic, social and environmental sustainability. This is mainly because one would here relate the three vectors of development such as the economic, social and environmental sustainability¹².

Nevertheless, it is emphasized that the relationship between energy and sustainable development adhered to the South American energy integration do not merit attention because “the concept of sustainable development is still being developed and the definition of the term is constantly being revised, extended, and refined” (BM, on line). Therefore, theorists and scholars must join forces and work together to build a better and more sustainable theoretical basis. Meanwhile, the contribution that is made in this thesis is limited by the complexity of the subject and the intention of clarifying the many concepts that are derived in other areas within this energetic process.

iii. Structural Problems.

South American energy integration comes from a more general integration process than is the USAN. Thus includes its strengths and good intentions but also their disabilities, difficulties, and even possible stagnation. The next step will be to describe the characteristics that hinder this process of energy integration.

As a first point, note that USAN was not created under the gradual advancement of the degrees of economic integration described by Balassa, which gives a state where

¹² In this line, Jimenez (2000) emphasizes that through the synergy of the politics of economic, social and environmental development, one would have the optimized exploitation of resources, environmental management methods and tools to achieve comprehensive development.

it is not possible to decide on the degree to which it may be or advance to be. For these reasons, the lack of clarity in the rules is transferred to any proceedings arising from it and to its own energy integration.

Second, in the region there are basically two distinct visions; on the one hand, the liberal approach is taken by MERCOSUR, which favors deregulation and greater private sector participation. And on the other hand the statist approach taken by CAN, which places greater emphasis on the entrepreneurial role of the state and the control of their resources. In general, at this dilemma there is another undesirable regional feature and it creates contradictions that do not allow it to reach consensus

Thirdly and finally, in terms of political integration, from the beginning South American countries are not inclined to give any degree of sovereignty; therefore the integration process has been basically defined as a broad space for cooperation and agreements (USAN, 2008, art.2).

Therefore, USAN and consequently its energy process should be based on a foundation of compromise and a willingness of governments as its tools to come into agreement. Basically, its legal structure does not permit the creation of supranational agencies (UNASUR, 2008, art. 13). Right now, there are doubts about the true purpose of advancing in a different way than has been done so far in South America, because of the risk that this new energy paradigm could become another unsuccessful process.

iv. Origin of Structural Problems.

This confluence of visions and conflicts listed in the previous section certainly arise from past experiences, as they have permeated these features as historical legacies. In fact, the Latin American Free Trade Association (LAFTA), which basically lasted from 1960 to 1980, promoted a free trade area with a multilateralization of all preferences.

In 1980 the Latin American Integration Association (LAIA) advocated characteristic less ambitious and flexible and raised the negotiation as the only valid tool to search or promote agreements. Through which, it could reach agreements to promote measures to generate economic, social, harmonious and balanced development in the region.

Meanwhile the Andean Community (CAN), which began with the signing of the Cartagena Agreement (1969), finally established as a community with the Trujillo Protocol and signed on March 10, 1996, already provided mechanisms within the social sphere, so the commercial aspect disappeared; and thus also identified actions to achieve sustainable development in the medium and long term. While MERCOSUR was born infected with the Washington Consensus; note that this process began with the signing of the Treaty of Asuncion signed on March 1991, and finally was established in 1994 as a legal person with the Protocol of Ouro Preto.

As a result, these pair of regional initiatives has not yet reached a balance despite the great efforts that have been made. Even within themselves they have generated a series of disagreements which in practice, have hindered their progress and has not been able to achieve higher levels of integration. Of course, these problems have also been transmitted in USAN and consequently to its energy integration process.

v. Real Mechanisms in the Current Situation.

From the beginning of the South American energy integration there have been established several mechanisms to carry it out, strategic lines, action plan, and a commitment to develop an energy treaty. Despite this, the latter point has not yet been issued because negotiations are still being made. Previously, IIRSA was created in the year 2000 as an institutional mechanism to coordinate intergovernmental actions, and to

boost infrastructure integration projects, which have the financial backing of IDB¹³, CAF¹⁴ and FONPLATA¹⁵.

Within this scenario IIRSA becomes the only drive energy integration, but unfortunately it has also been questioned whether it is really a true regional mechanism of mutual benefits. Basically, because it keeps its own institutions under a private mercantilist approach, which reiterates that development emerges as a spontaneous process, from trade flows and infrastructure construction (IIRSA, on line).

vi. Present and future energy profile.

To determine the possible benefits that could be achieved through the integration of energy, it becomes necessary to highlight the potential of the region, analyzing regional energy needs, identify complementary energy, and highlight the characteristics of the energy sector.

Thus we know that South American energy consumption will increase by 2.3 times from 2010 to 2035, meanwhile the world will increase by 1.5 times¹⁶. In turn, it is important to note that the region has increased its energy consumption in the last two decades by 1.8 times, while the world has increased by 1.5 times. In relation to energy sources that make up the primary energies, from 2010 to 2035, we can say that they will increase in the regions of South America in: liquids energy by 2.4 times, gas by 1.9 times, coal by 2.9 times; nuclear energy by 2.9 times, hydropower 2.29 times, and other renewable energies by 3.6 times. Also the total electricity consumption will increase by 2.6 times and its installed capacity by 2.7 times.

From the respective analyzes that were carried out a set of inferences that detail certain benefits and opportunities that may arise from a real energy integration in the

¹³ IADB or IDB. The Inter-American Development Bank. In Spanish: BID.

¹⁴ Latin American Development Bank. In Spanish: CAF.

¹⁵ Financial Found for the Development of Silver Basin. In Spanish: FONPLATA.

¹⁶ The increase in world energy consumption has been estimated from the IEO report-2010 of the US-EIA (2010), while the regional data has been obtained from the work shown in Appendices C and D.

region. Therefore, we know that in the next two decades refining capacity should grow at the same rate as the liquid energy consumption, so it will require an investment of 240 billion dollars and will require 47,000 million more for its distribution and sell.

As for the gas, the increased demand will require about 6 billion in infrastructure for distribution, but could double or triple depending on how it reaches the end user. With respect to electricity, the new capacity will require 575 billion, plus an additional 230 billion for its transmission.

As part of the central american experience, for example, we might also expect the South American plant factor to improve by 10%, which would have a savings of 155.2 billion dollars in investment costs¹⁷.

Arising from this, there is also the best environment for countries to work together, thereby reducing high electricity losses by distribution, which is an average of 17% for the region. Thus if we quantify the losses that exceed 10% in each of the countries (except Chile, Peru, Paraguay and Suriname) we would avoid waste of 104 billion dollars, and create saving in investment costs for installed capacity of 46.7 billion by 2035.

In general, investment requirements required in the future are high, but this situation is ideal for regional countries to participate in joint projects. These situations would even allow them to earn “market share”, and generate their own energy assurances.

vii. Pending actions.

Lastly, the Southern American energy integration model requires enormous efforts, especially when their actual mechanisms are insufficient and perhaps never fully adapt to the model proposed. However, the important thing is that they can make corrections

¹⁷ The plant capacity factor is an indication of the capacity utilization of the plant at the time. It is the result of dividing the energy generated by the plant on the energy could generate continuously.

now while they are being built. For this reason, it is important that corrections can be made now, when they are just being built.

Consequently, it issued a series of criteria, which for this initiative, may resume its original path. Although noted that each point is widely discussed within the thesis with its respective theoretical support which was previously exposed in Chapter 1.

Basically, these criteria are described below.

- a. Maintaining social vocation in the energy process while still ensuring the balance of regional energy and based on the rational use of energy, economy, efficiency, effectiveness and the development of alternative sources.
- b. Make distinctions in the treatment of various energy sources¹⁸, as each one has its own characteristics. That is, if it try to develop energy.
- c. Energy efficiency should be considered a key sector which should be performed without carelessness. Previously, some kind of institution, whether created or chosen from an existing one, should be technically equipped. This must also constantly generate assessment, planning and foresight of the South American energy matrix.
- d. The body responsible for energy integration must have financial capacity. This will allow the region to design, initiate, monitor and control programs and projects on energy issues. Thus, could co-partially or endorse these projects, as it would also reduce the level of risk of these projects which makes them more attractive.
- e. Assign regional energy projects based on natural resources. This mechanism also would promote the development of alternative sources.
- f. Ensure a genuine pluralism (forums, observatories, idea centers).
- g. Create public energy information systems (studies, prospective, statistics).

¹⁸ Regarding the sources, these relate to: oil, gas, coal, renewable energies and other energy alternatives.

Now to compensate for some of the asymmetries of economic growth, descriptions are provided below.

- h. Create education programs, training and exchange of professionals in the energy field.
- i. Set a deep commitment by all states in using part of energy profits earned toward social investment (education, health, electricity and drinkable water).
- j. Labor mobility should create measures that generate circular flows back and forth within the joint energy projects.
- k. Search for energy market stability.

Finally, it is clear that these proposed actions resume guidelines that were originally conceived for this process of energy integration. However, it should be noted that the real solution to the problems of development, inequality and poverty facing South America must necessarily arise from within, all under a systemic vision, with their own solutions and from individuals within their societies.

Brief references.

Banco Mundial (On line). World Data Bank. Disponible en WEB: <<http://databank.worldbank.org>>

BP (en línea). Statistical Review of World Energy. Disponibles en WEB: <www.bp.com/statisticalreview>.

Bustelo, P. (1999). Teorías contemporáneas del desarrollo económico, Editorial Síntesis, Madrid, pp.303.

CAN (1969). Acuerdo de Cartagena. Acuerdo de Integración Subregional del Pacto Andino. Referencia de 04 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.fmmeduacion.com.ar/Recursos/Documentos/Internacionales/acuerdocartagena.htm>

CAN (1996). Protocolo de Trujillo (1996). Protocolo Modificadorio del Acuerdo de Integración Subregional Andino. Referencia de 06 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.comunidadandina.org/normativa/tratprot/trujillo.htm>

CEPAL (1994). El regionalismo abierto en América Latina y el Caribe: la integración económica al servicio de la transformación productiva con equidad, Libros de la CEPAL, N° 39 (LC/G.1801/Rev.1-P), Santiago de Chile, septiembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S/E.94.II.G.3.

Cohen, I. (1980). Aspectos institucionales de la Integración. Consideraciones teóricas, en Revista Integración Latinoamericana, N° 43, INTAL, Buenos Aires, pp.22-34.

Ffrench-Davis, R. (1978). Marco general para análisis de los procesos de integración y Cooperación, en Revista Integración & Comercio, Número Especial (1965-2000), BID-INTAL, Buenos Aires, pp.85-108.

Frambes-Buxeda, A. (1993). Teorías sobre la integración aplicables a la unificación de los países latinoamericanos. En Política y Cultura, Inv./primavera, Año N° 2.2, pp.269-306.

Jiménez, L. (2000). Desarrollo sostenible. Transición hacia la coevolución global. Madrid, Editorial Pirámide, 295 páginas.

MERCOSUR (1991). Tratado de Asunción. Tratado para la Constitución de un Mercado Común entre La República de Argentina, La República Federativa del Brasil, La República del Paraguay, y La República Oriental del Uruguay. Referencia de 04 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://200.40.229.134/htmlstat/pl/tratados/trat16196.htm>

MERCOSUR (1994). Protocolo De Ouro Preto. Protocolo Adicional al Tratado de Asunción sobre la Estructura Institucional del MERCOSUR. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: http://www.puntofocal.gov.ar/doc/protocolo_ouro_preto.pdf

Nieto Solís, J.A. (2007). Central American Economic Integration: An introduction to the Study of Customs Union and Relations with the European Union. Universidad Complutense de Madrid. España.

PNUD (2010). Informe Regional sobre Desarrollo Humano para América Latina y el Caribe 2010. Actuar sobre el futuro: romper la transmisión intergeneracional de la desigualdad. San José de Costa Rica.

Ruiz Caro, A. (2010). La cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe. Puente @ Europa, 8(1), p. 62-67.

Salomón, M. (1999). "La PESC y las teorías de la integración Europea" en Revista Afers Internacionals, núm. 45-46, p.197-221. España.

Sanahuja, José Antonio (2010). "La construcción de una región: Suramérica y el regionalismo posliberal", en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 87-134.

Solón, P. (2008). UNASUR y Suramérica: Reflexiones a mano alzada sobre el Tratado de UNASUR, en Revista de la Integración. Secretaría General de la Comunidad Andina. N°2 Julio, pp. 12-18.

UNASUR (2000). Comunicado de Brasilia. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/di1-9-00.htm>

UNASUR (2006). Documento Final de la Comisión Estratégica de Reflexión. Un nuevo modelo de Integración de América del Sur. Hacia la Unión Suramericana de Naciones. Referencia de 05 de mayo de 2011. Disponible en WEB:

http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/dec_cochabamba_reflexion.htm

UNASUR (2007). Declaración de Margarita. Construyendo la Integración Energética del sur. Referencia de 26 de octubre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/declaracion_margarita.pdf>

UNASUR (2008a). Tratado Constitutivo de la Unión de Naciones Suramericanas. Referencia de 26 de octubre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.comunidadandina.org/unasur/tratado_constitutivo.htm>

UNASUR (2008b). Declaración del I Consejo Energético de Suramérica. Referencia de 15 de Noviembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.ehu.es/ceinik/tratados/15TRATADOSSOBREENERGIA/TE1522.pdf>

US-EIA (2010). U.S. Energy Information Administration. Report “International Energy Outlook-2010” (IEO 2010). Office of Integrated Analysis and Forecasting. U.S Department of Energy.

US-EIA (2011). U.S. Energy Information Administration. Report “International Energy Outlook-2011” (IEO 2011). Office of Integrated Analysis and Forecasting. U.S Department of Energy.

US-EIA (en línea). U.S. Energy Information Administration. Estadísticas por países. Disponible en WEB: <<http://www.eia.doe.gov/countries/data.cfm>>

ÍNDICE GENERAL

SUMMARY	VI
ÍNDICE GENERAL	XXIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XXVII
ÍNDICE DE TABLAS	XXVIII
LISTA DE ACRÓNIMOS MÁS UTILIZADOS	XXIX
OTRAS ABREVIATURAS	XXXI
INTRODUCCIÓN	1
a. Metodología de la investigación.....	6
b. Descripción de variables y datos manejados en el estudio.....	11
c. Fuentes de información.	17
d. Objetivo general y objetivos específicos del estudio.....	19
e. Estructura de la Tesis.....	24
1. MARCO TEÓRICO PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SURAMERICANA.....	30
1.1. Introducción del capítulo.....	30
1.2. Integración energética: concepto y alcance.....	31
1.3. Generalidades acerca de integración, cooperación, interconexión, seguridad, gobernanza y soberanía energética.	38
1.4. Enfoque energético suramericano.	45
1.5. Marco teórico para el análisis de la integración suramericana y su integración energética.....	51
1.5.1. Primer cuerpo teórico: Grados de integración económica.....	54
1.5.2. Segundo cuerpo teórico: Integración según enfoques teóricos.	55
1.5.3. Tercer cuerpo teórico: Integración política.	66
1.5.4. Cuarto cuerpo teórico: Aspectos institucionales.	73
1.6. Conclusiones del capítulo.....	82
2. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SURAMERICANA Y DEMÁS PLANTEAMIENTOS EN ACUERDOS REGIONALES VIGENTES.....	86
2.1. Introducción del capítulo.....	86

2.2.	Antecedentes regionales: ALALC, ALADI, CAN Y MERCOSUR.....	86
2.2.1.	Asociación Latinoamericana de Libre Comercio -ALALC-.....	89
2.2.2.	Asociación Latinoamericana de Integración -ALADI-.....	91
2.2.3.	Comunidad Andina de Naciones –CAN–.....	93
2.2.4.	Mercado Común del Sur –MERCOSUR–.....	96
2.3.	UNASUR y su integración energética.....	99
2.3.1.	Unión de Naciones Suramericanas -UNASUR-.....	101
2.3.2.	Integración energética suramericana.....	108
2.4.	IIRSA ¿mecanismo impulsor de la integración energética?.....	111
2.4.1.	Antecedentes.....	111
2.4.2.	Modelo y aspectos institucionales de IIRSA.....	112
2.4.3.	Estructura institucional.....	115
2.4.4.	Los “ejes de integración y desarrollo” y los “procesos sectoriales de integración”.....	117
2.4.5.	Aspectos adicionales de IIRSA.....	120
2.5.	Procesos de integración energética en otros ámbitos de integración vigentes.....	123
2.5.1.	Acuerdos energéticos en el marco de la CAN.....	123
2.5.2.	Acuerdos energéticos en el marco de MERCOSUR.....	127
2.5.3.	Acuerdos energéticos en el marco de SICA y PPP.....	130
2.5.4.	Acuerdos energéticos en el marco del ASPAN o TLCAN Plus.....	134
2.6.	Conclusiones del capítulo.....	136
3.	PERFIL ENERGÉTICO SURAMERICANO Y PROSPECTIVA	143
3.1.	Introducción del capítulo.....	143
3.2.	Energías primarias totales suramericanas en el contexto mundial.....	143
3.3.	Matriz energética suramericana: Consumo de energías primarias 2010 y 2035.....	145
3.3.1.	Energías líquidas primarias.....	148
3.3.2.	Gas natural.....	155
3.3.3.	Consumo y producción de carbón mineral.....	159
3.3.4.	Consumo y producción de energía nuclear.....	162
3.3.5.	Energías renovables.....	165
3.3.6.	Energía eléctrica.....	169

3.4.	Perfil energético de los países suramericanos.	173
3.4.1.	Argentina.	173
3.4.2.	Bolivia.	176
3.4.3.	Brasil.	178
3.4.4.	Chile.	181
3.4.5.	Colombia.	182
3.4.6.	Ecuador.	185
3.4.7.	Perú.	187
3.4.8.	Venezuela.	189
3.4.9.	Resto de países suramericanos.	192
3.5.	Aspectos concluyentes del capítulo.	197
4.	EL CAMINO HACIA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA: ASPECTOS POR ALCANZAR Y SUPERAR.	207
4.1.	Introducción del capítulo.	207
4.2.	Avances de cooperación energética entre países suramericanos.	208
4.2.1.	Sector petrolero.	209
4.2.2.	Sector gasista.	217
4.2.3.	Sector eléctrico.	227
4.2.4.	Mecanismos de la integración: Acuerdos bilaterales y multilaterales.	242
4.3.	Otros aspectos por contemplar para la profundización de las relaciones regionales.	246
4.4.	Acciones complementarias pendientes por realizar.	252
4.5.	Conclusiones del capítulo.	262
	CONCLUSIONES.	265
	BIBLIOGRAFÍA BÁSICA.	292
	BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA.	299
	APÉNDICES	
	ANEXOS	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.-	Interrelación de productividades y manejo eficiente de recursos para la obtención de desarrollo sostenible.....	35
Figura 1.2.-	Vertientes teóricas de la integración según concepción teórica.	58
Figura 1.3.-	Niveles de integración política.	67
Figura 3.1.-	Consumo de energías primarias en Suramérica: Año 2010 y 2035.	147
Figura 3.2.-	Producción y consumo de energías líquidas: Suramérica 1990-2035.	153
Figura 3.3.-	Producción y consumo de gas natural seco: Suramérica 2010 a 2035.	159
Figura 3.4.-	Producción y consumo de carbón mineral de Suramérica: 2010 a 2035.	162
Figura 3.5.-	Energía nuclear: Suramérica 1990 a 2035.	164
Figura 3.6.-	Generación de energías renovables por tipo de fuente: Suramérica 2010 y 2035.	167
Figura 3.7.-	Capacidad instalada para generación eléctrica por tipo de fuente: Suramérica 2010 y 2035.	172

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1.-	Índices energéticos a nivel mundial y por regiones: Año 2010.....	144
Tabla 3.2.-	Matriz energética regional.- Consumo energético: Histórico y proyecciones.	146
Tabla 3.3.-	Indicadores regionales de área, PIB, población total y activa.	147
Tabla 3.4.-	Proyecciones para el consumo de energías líquidas: 2010 a 2035.	150
Tabla 3.5.-	Mayores productores mundiales de biocombustibles 2010.....	151
Tabla 3.6.-	Proyecciones para la producción de energías líquidas al 2035.	152
Tabla 3.7.-	Capacidades totales de refinamiento por país suramericano.	154
Tabla 3.8.-	Consumo de gas natural seco: Suramérica 2010 a 2035.	156
Tabla 3.9.-	Producción de gas natural seco: Suramérica 2010 a 2035.....	158
Tabla 3.10.-	Proyecciones de producción y consumo de carbón mineral: Suramérica 2010 a 2035.	161
Tabla 3.11.-	Generación y consumo de energía nuclear suramericana.....	164
Tabla 3.12.-	Proyección en generación total de energías renovables en Suramérica.	166
Tabla 3.13.-	Proyección en consumo total de energías renovables en Suramérica.	168
Tabla 3.14.-	Proyección en la generación de energía eléctrica en Suramérica.	170
Tabla 3.15.-	Requerimientos de generación eléctrica: Suramérica 2010 a 2035.	171

LISTA DE ACRÓNIMOS MÁS UTILIZADOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
ALADI	Asociación Latinoamericana de Integración.
ALALC	Asociación Latinoamericana de Libre Comercio.
ALCA	Área de Libre Comercio de las Américas.
ANDE	Administración Nacional de Electricidad.
ASPAN	Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte.
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
BM	Banco Mundial.
BP	British Petroleum.
CAF	Corporación Andina de Fomento.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
CAN	Comunidad Andina de Naciones.
CECA	Comunidad Europea del Carbón y del Acero.
CEE	Comunidad Económica Europea.
CEEA	Comunidad Europea de la Energía Atómica o también llamado EURATOM.
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
CIDET	Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del sector Eléctrico
CLICET	Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas.
CNUMAD	Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo.
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad.
CSN	Comunidad Suramericana de Naciones.
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo.
EPR	Empresa Propietaria de la Red, S.A.
FMI	Fondo Monetario Internacional.
FONPLATA	Fondo para el Desarrollo de la Cuenca del Plata.
GATT	Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio.
GTEAN	Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte.

IED	Inversión Extranjera Directa.
IIRSA	Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de América del Sur.
MERCOSUR	Mercado Común del Sur.
NIST	National Institute of Standards and Technology.
ODECA	Organización de Estados Centroamericanos.
ODR	Organismos de Desarrollo Regional.
OECD	Países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
OFID	Fondo de OPEP para el desarrollo humano.
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía.
OMC	Organización Mundial de Comercio.
OMD	Objetivos del milenio.
ONU	Organización de Naciones Unidas.
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo.
PETROPAR	Petróleos Paraguayos.
PICE	Programa de Integración y Cooperación Económica.
PIEM	Programa de Integración Energética Mesoamericana.
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.
PPP	Plan Puebla Panamá
RAE	Real Academia Española.
SG-SICA	Secretaría General de Sistema de Integración Centroamericana.
SICA	Sistema de Integración Centroamericana.
SIECA	Secretaría de la Integración Económica Centroamericana.
SIEN	Sistema de Información Energética.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina.
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte.
UNASUR	Unión de Naciones Suramericanas.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
US - EIA	U.S. Energy Information Administration.

OTRAS ABREVIATURAS

Bbl.	Barriles
Bbl/día	Barriles diarios.
BEP	Barriles equivalentes de petróleo.
BTU	British Thermal Unit.
cal	Calorías.
CO ₂	Dióxido de carbono.
EH	Explicación Histórica.
GDP	Gross Domestic Product.
GNLP	Gas Natural Licuado de petróleo.
IEO-2010	International Energy Outlook 2010.
J	Joule.
Kcal	Kilocalorías.
KEP	Kilogramos equivalentes de petróleo.
Kg.	Kilogramo.
Km.	Kilómetro.
Km ³ .	Kilómetros cúbicos.
Kwh.	Kilowatts hora.
M	Millón, equivalente a 1.000.000 unidades.
m.	Metros.
m ²	Metros cuadrados.
m ³	Metro cúbico.
m ³ /día	Metros cúbicos diarios.
N	Newton.
°C	Grados Centígrados.
°F	Grados Fahrenheit.
P	Prefijo numérico Peta, equivalente a 1.000.000.000.000.000 unidades, denominado también Cuatrillones según la terminología anglosajona usada por la US-EIA.
PIB	Producto Interior Bruto o GDP bajo sus siglas en inglés.
Pie ³	Pies cúbicos.
Plt.	Planta
R/P	Relación existente entre el nivel de Reservas de un año y el nivel

	de producción en ese mismo año de algún elemento fósil.
s.	Segundos.
s ² .	Segundos al cuadrado.
T	Prefijo numérico Tera, equivalente a 1.000.000.000.000 unidades.
TCP	Tasa de crecimiento promedio anual.
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo.
US	Estados Unidos de América.
USD	Dólares de los Estados Unidos de América.
Vol.	Volumen.
W	Watt (s).

INTRODUCCIÓN

Esta Tesis para la obtención del título de doctor en Ciencias Económicas se centra en el análisis de la situación y perspectivas de la propuesta de integración energética presentada por la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR). Dicha propuesta data de fechas muy recientes, de hecho, se activó en el año 2007, por lo que se trata de una iniciativa de corto recorrido histórico, con instrumentos y medios de actuación que están aún por elaborar. Sin embargo, desde su nacimiento se observan una serie de imprecisiones y carencias estructurales e institucionales que no hacen verosímil el propósito de avanzar de un modo distinto al que se ha hecho hasta ahora en Latinoamérica. En todo caso, el concepto de integración integral¹ que se halla inmerso en este proceso energético resulta novedoso y atractivo, por una parte, dadas las potencialidades que ofrece el sector energético, y por otra, ya que apunta a alcanzar estadios más avanzados de desarrollo económico y social en todo el subcontinente.

Pero como si de una lluvia de ideas se tratase, dentro de la Declaración de Margarita (acto con el cual nace la propuesta energética), UNASUR realiza propuestas de distinto contenido y alcance que marcan una complejidad al modelo energético. Por lo tanto, ante dicha complejidad y a la falta de una estructura conceptual e institucional que oriente sus esfuerzos de manera clara, la Tesis doctoral aquí presentada, se la ha estructurado bajo un triple propósito.

El primer propósito es realizar un estudio de la integración energética suramericana contenida en los acuerdos de UNASUR y en lo expuesto dentro de la misma Declaración de Margarita. En consecuencia, el contenido de los análisis realizados y los conceptos técnicos manejados, de algún modo, constituyen una aportación específica de la realización de este trabajo, el mismo que intenta dar estructura y contenido a los temas que se levantan a raíz de este nuevo modelo con características propias regionales. Además, sin olvidarse de la realidad objeto de estudio, bajo este primer propósito se ha procurado anclar parte del análisis en el conocimiento preciso de las características regionales específicas, y de sus debilidades

¹ El concepto de desarrollo integral expuesto desde UNASUR no sólo contempla al desarrollo económico como aspecto principal, sino también al desarrollo social, la sostenibilidad ambiental, la equidad y lucha contra la pobreza, y la integración regional, además de servir como medio para el fortalecimiento del mismo UNASUR y de las relaciones entre sus países miembros.

estructurales e institucionales, sean propias o heredadas, puesto que se tratan de factores que no pueden ignorarse si se pretende evaluar los “posibles progresos a realizar” por UNASUR.

El segundo propósito, que constituye el “centro neurálgico” de esta Tesis, consiste en un análisis empírico de la situación energética regional presente y futura a partir del estudio individual de cada país miembro de UNASUR. Dicho análisis incluye de manera detallada una descripción de los distintos subsectores energéticos, y se basa en un amplio y preciso estudio de prospectiva hacia el año 2035, bajo la situación más probable, como se explica más adelante. Adicionalmente, con este análisis prospectivo aquí presentado se expone, desde un punto de vista económico, los beneficios y oportunidades que se podrán alcanzar si la integración energética suramericana avanza de manera veraz por la senda que inicialmente ha trazado.

En este sentido, en la propia Declaración de Margarita se aconseja la realización de este tipo de estudios prospectivos, por lo que esta Tesis (dentro de las limitaciones propias de los análisis de prospectiva) espera contribuir al mejor conocimiento de la situación y perspectivas reales de los distintos ámbitos energéticos de los países suramericanos. Así también, se espera que este trabajo ayude a sistematizar, evaluar y plantear un balance de la situación energética regional, contribuyendo también a la identificación de opciones en materia de integración energética y al fomento en la ejecución de proyectos específicos, compatibles con la mejora de la situación económica y social de los países latinoamericanos implicados.

Como tercer y último propósito, esta Tesis presentará y discutirá las sugerencias necesarias para que el proceso de integración energético suramericano retome, en la medida de lo posible, el enfoque originalmente propuesto por UNASUR. Y de esta manera no se encamine hacia un ámbito estrictamente mercantilista, o simplemente, no se convierta en otra iniciativa regional infructuosa a partir de la serie de imprecisiones con las que cuenta actualmente. Este propósito tiene especial importancia ya que no ignora ninguno de los ámbitos integradores que se envuelven dentro de este tipo de iniciativas, ya sea en el planteamiento económico, social o político; además porque

fomentan a la propia integración regional y el aprovechamiento específico de las complementariedades energéticas de la mejor manera posible.

Cabe mencionar ahora que dentro del desarrollo de este trabajo se ha excluido voluntariamente muchas referencias a problemáticas más amplias sobre el desarrollo y la integración, cuya importancia es incuestionable, pero hubieran impedido centrarse con claridad en el objetivo fundamental de estudiar a fondo el sector energético suramericano². Por consiguiente, se ha optado por presentar en estas páginas sólo los aspectos más específicamente centrados en el sector de la energía.

Ahora bien, la integración energética suramericana tiene sus raíces en el año 2000, en el cual sus presidentes se reúnen en Brasilia (Brasil) con el fin de impulsar una integración global dentro de la región. Esta acción se habría realizado bajo la consigna de crear una mayor concertación ante los movimientos globales de OMC y de la aquella entonces ALCA. Pero este proceso global de UNASUR, cuyo Tratado constitutivo fue finalmente elaborado en el año 2008, se vio estancando desde un inicio. Principalmente, por la complejidad del modelo y por la falta de precisión en los instrumentos que exponen sus declaraciones, las que aluden a carencias estructurales e institucionales que han presentado históricamente los procesos de integración regional en Latinoamérica. Con todo, UNASUR, dentro de este Tratado ratificó una visión comprometida con el estímulo del desarrollo social, económico y reducción de pobreza.

No obstante, y pese al estancamiento observado, desde un principio los países miembros manifestaron de manera reiterada el interés por convertir al sector energético en un catalizador de este gran marco global de integración. Y es así que, en el año 2007, se firma en Venezuela el acuerdo conocido como Declaración de Margarita. En este acuerdo se ratifican los principios rectores de la integración energética, se suscriben los lineamientos para su Estrategia, se crea un plan de acción y se establece el compromiso de elaborar un tratado energético suramericano. Para esto, los doce países

² En esta Tesis se decidió eliminar varias secciones que profundizaban en conceptos de desarrollo humano, desarrollo endógeno, índices de GINI, mecanismos para la redistribución de la riqueza e instrumentos para el tratamiento de asimetrías, entre otros aspectos, que buscaban relaciones más intrínsecas entre energía, desarrollo e integración. Como se conoce, los temas de desarrollo son de gran complejidad, amplitud y relevancia, pero sólo se abarcaran los aspectos fundamentales de la integración energética y los temas relativos al desarrollo en la medida en que figuran reflejados en las declaraciones suramericanas. En particular, por la importancia que entrañan estos temas, el autor asume la responsabilidad personal de ampliar en trabajos futuros las conclusiones de la presente investigación.

independientes que auspiciaron y firmaron dicho acuerdo son los que conforman el UNASUR, los cuales son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

Por consiguiente, el aspecto fundamental de esta Declaración fue tomar al proceso energético como un objetivo fundamental en Suramérica, y fue en ella donde se establece el dogma con el que se desarrollaría. Por lo que expresa, sería una herramienta importante para promover el desarrollo económico, social y erradicar la pobreza. Así también, se la resalta como un instrumento capaz de fortalecer las relaciones entre todas las naciones del subcontinente y aprovechar, de esta manera, sus complementariedades energéticas y las ventajas que ello supone para fortalecer la cooperación en otros ámbitos.

A pesar de esto, aún no se han aportado mayores precisiones técnicas, ni se han arbitrado instrumentos políticos que hagan verosímil el propósito de avanzar en materia de integración de un modo distinto al que se ha hecho hasta ahora. Lo cierto es que, ante sus limitaciones y la distancia entre lo que se dice y se hace, ante la falta de una concepción teórica que sirva de elemento para su orientación y unión de los países implicados, este proceso de integración energético apenas ha experimentado avances significativos. Pues a más de haber heredado desde UNASUR su enfoque ideológico y buenas intenciones, también ha absorbido sus deficiencias y su posible estancamiento. Ahora encausados a través de esta misma Declaración de Margarita que se presenta bajo un marco nada estructurado, y que llaman a una serie medidas, entre ellas de: integración regional, integración de infraestructura, desarrollo económico y social, sostenibilidad ambiental, equidad y lucha contra la pobreza, cooperación, complementariedades económicas y energéticas, concertación y articulación de políticas, entre otras.

Es así que, en esta Tesis para alcanzar los objetivos propuestos se han definido una serie de puntos a desarrollar, los cuales buscarán:

- ❖ Esclarecer el propósito principal de este proceso sectorial energético suramericano y establecer la diferenciación de medidas, sean en los campos técnico-energético, económico, social y ambiental.

- ❖ Desarrollar un marco teórico que sirva de guía y que aclare el enfoque asumido desde la óptica suramericana. Es decir, se antepondrá a la relación energía-desarrollo-integración como concepto ideológico, el mismo que ha sido definido como integración integral. A su vez, se establecerá un concepto de integración energético con el cual partir y que delimite el camino a seguir.
- ❖ Conocer los antecedentes y acuerdos regionales previos que le dieron paso y que le permitieron crear su propio enfoque. De esta manera, se descubrirán las bases de sus problemas estructurales y carencias institucionales que, prácticamente, se presentan como características irrefutables tanto en este proceso sectorial como en el mismo UNASUR.
- ❖ Narrar el escenario energético regional presente y futuro (2035), basado en el análisis de los perfiles energéticos individuales y de las matrices respectivas de cada país miembro. Y en base a sus necesidades y niveles de producción energéticos planteados como limitantes, establecer los beneficios que se podrían potenciar a través de una integración energética regional más veraz. Este análisis surge con el fin de no desvirtuar el concepto de integración energético de UNASUR, sobre todo, ante las múltiples contrariedades que han aparecido en torno al tema.
- ❖ Y luego de haber realizado un desarrollo conceptual del tema de integración energético regional, de haber esclarecido sus problemas estructurales, y de observar los beneficios que podrían alcanzarse a partir de una real integración energética, como último punto, se emitirán las sugerencias necesarias para que este proceso sectorial retome los principios originales con que fue elaborado.

Mientras tanto, a raíz de la importancia que tiene este trabajo a partir de los puntos planteados, para un mejor desarrollo ha sido necesario estructurarlo según las consideraciones de cada ámbito analítico, sobre todo, por la complejidad y multiplicidad de conceptos que se tratan de desenmarañar a partir de las declaratorias y acuerdos surgidos desde Suramérica. Por tanto, los temas de mayor carácter técnico-energético fueron planteados dentro de los Apéndices, a su vez, el cuerpo principal fue desarrollado en cuatro capítulos. No obstante, se indica que al final de este capítulo

introdutorio se presenta la sección “estructura de la Tesis”, en ella se narra de manera amplia el contenido de cada capítulo y de la Tesis en sí.

Ya en este punto y para continuar con el desarrollo de esta sección introductoria queda exponer, entre otras cosas: la metodología con la que fue hecha, describir las variables que fueron utilizadas, narrar las fuentes de información a las que se accedió, presentar tanto los objetivos generales y específicos y, finalmente, exponer la estructura de este trabajo.

a. Metodología de la investigación.

La metodología como parte de la investigación científica se ocupa en definir el conjunto de procedimientos a seguir para lograr sus objetivos, los cuales son averiguar, descubrir o probar algo, esto según las raíces etimológicas del término “investigación”. Así que, para definir mejor el concepto se puede afirmar que la investigación es el proceso que, al utilizar el método científico se permite obtener nuevos conocimientos en el campo de la realidad social (investigación pura). Bien sea, para estudiar una situación y diagnosticar necesidades o bien para estudiar los problemas a efectos de aplicar los conocimientos con fines prácticos (Ander-Egg, 1995 p.59).

A partir de los diferentes tipos de investigación que existen, esta Tesis se envuelve principalmente en el tipo llamado Estudio Prospectivo y que, como caso especial, se desarrolla con ciertas características específicas. Se conoce que la prospectiva es un método que no aporta recetas, sino materiales para la reflexión y brinda conocimiento para promover la mejora de procesos. De acuerdo con García (1995), los estudios prospectivos se inician con la observación o el estudio de ciertas causas y avanzan longitudinalmente en el tiempo a fin de observar consecuencias posibles, las cuales se inician por lo común después de que la “investigación retrospectiva” haya producido evidencia importante sobre determinadas relaciones causales.

Por tanto, la prospectiva es un instrumento para la planeación con perspectiva de futuro, lo que nos recuerda que la experiencia exitosa de Japón convirtió a este estudio en una herramienta indispensable en el planeamiento de políticas públicas. Tras el fin de

la segunda guerra mundial este país inició la búsqueda de metodologías que le permitiesen reactivar su economía. Por consiguiente, a partir del análisis de escenarios futuros y previa planificación, éste país habría obtenido los éxitos consiguientes. Para esto, los países europeos, asiáticos y americanos desarrollaron también sus programas nacionales bajo este enfoque (Ortega, 2010). Es así que, este método se convierte en un instrumento interesante para el análisis de las necesidades futuras, y por tanto, para utilizarlo dentro de este marco de integración energético suramericano. Puesto que, nos permitirá analizar en retrospectiva las bases actuales con las que cuenta esta iniciativa energética y proyectar hacia futuro sus problemas, potencialidades y medidas adecuadas para encausarla por buen rumbo.

Es importante también mencionar que el futuro no existe como ámbito analítico preciso, ya que puede ser múltiple, variado y condicionado por el accionar del hombre. Sin embargo, la prospectiva surge como disciplina para realizar un mejor manejo de la incertidumbre. Es decir, la finalidad es reducir el riesgo inherente a estas diversas alternativas de futuro e identificar escenarios más probables y deseables hacia los cuales puede enrumbarse una organización, país o región (Ibídem).

Por otro lado, se ha dicho que este trabajo se corresponde con un estudio prospectivo con ciertas características específicas, puesto que lo conforman varios cuerpos de análisis en realidad. En un primer punto, se realiza un análisis retrospectivo de la base institucional con la que se emprende este proyecto de integración energético que, como sabemos, nace con la Declaración de Margarita (2007). Pero sus experiencias previas de una u otra forma condicionan su situación inconclusa al presente. Entre los conflictos observados dentro de este proceso sectorial, pues vemos que en ella se trata de mediar la confluencia de los enfoques teóricos de cada uno de los países miembros tanto en los aspectos comerciales, económicos, políticos, sociales e institucionales.

Como segundo punto, se plantea un análisis prospectivo sobre las condiciones energéticas futuras que tendrá la región, centrado en el año 2035 y que estará basado en la sumatoria de las condiciones individuales de sus países miembros. La finalidad de esta prospectiva es sacar conclusiones acerca de los beneficios y oportunidades económicas que podrían alcanzarse. Básicamente, a partir de los montos de inversión

requeridos para satisfacer las demandas energéticas regionales, y cuyas exigencias podrían disminuir si se tuviese una verdadera integración energética. Aunque es preciso resaltar que por mucho esfuerzo académico que se realice, las verdaderas acciones están a cargo de propios responsables y directivos. Sólo para entender un poco más la planificación futura, los expertos citan que para cambiar o transformar la matriz energética de un país o región se requerirá como mínimo entre quince y veinte años con los esfuerzos pertinentes.

Ahora bien, con el fin de mencionar algo más acerca del método prospectivo, sabemos que existen varios mecanismos para llevarlo a cabo, entre los cuales podemos citar el brainstorming, las técnicas Delphis, Opinión de Expertos, Ficción Literaria, Analogía Histórica, Representación Contextual, Árboles de Relevancia, Matrices de Decisión, Modelos Probabilísticos, Juegos o Teoría de Juegos, Simulación Operacional, Análisis Costo-Beneficio, Tablas Input-Output, entre otros. (Sobreques, 1969). Con respecto al trabajo de prospectiva realizado en esta Tesis, y cuyo estudio base (técnico) está adjunto en el Apéndice C y D, se utilizaron varias técnicas recomendables para tal fin.

De hecho, un 60% fue construido a partir de la información proveniente de los informes prospectivos hallados en cada país³. Un 20% a partir de “criterios de expertos” y denominado así por la técnica prospectiva. Aunque dichos criterios fueron hallados en revistas y declaraciones procedentes de instituciones estadísticas, centros especializados y ministerios de energía⁴. Así también, otro 10% fue realizado a través de métodos

³ Información procedente de informes técnicos: Para el caso de Brasil, se parte del informe “Matriz Energética Nacional 2030”, emitido por el “Ministerio de Minas y Energía. En cuanto a Colombia, se hizo uso del documento “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima”, emitido por el “Ministerio de Minas y Energía”. En el caso de Ecuador, se usó el informe “Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009-2020”, emitido por el Consejo Nacional de Electricidad. Con respecto a Uruguay, se toma la información que aparece en el “Informe de Garantía de Suministro”, (vs 11-03-2011), de la Administración Nacional del Mercado Eléctrico.

⁴ Información procedente de criterios de expertos: Para Argentina, se toman las exposiciones realizadas por Ricardo De Dicco que, en su documento “Indicadores Energéticos de Argentina 2009 y Prospectiva 2020/2025”. En el caso de Chile, esta información parte del documento “Escenarios Energéticos. Propuesta Matriz Eléctrica para Chile 2010-2030”, emitido por la Comisión Minería y Energía del Senado. Desde Ecuador, se toman ciertas consideraciones realizadas por el Instituto Nacional de Preinversión, en el cual, específicamente, se explica la composición porcentual eólica que se espera tener hacia el año 2020. Con respecto a Perú, se toma el criterio de José Koc Rueda, asesor del Viceministro de Energía, el cual expone la matriz energética peruana hacia el año 2030. Y sobre Uruguay, la información prospectiva se la toma de lo expresado por la “La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones

econométricos, cuyos modelos fueron aplicados en casos puntuales tanto para demanda eléctrica como para consumo total de energías primarias. Sobre todo, en aquellos países que no contaban con este tipo de información prospectiva, o cuya información prospectiva existente no precisamente llegaba hacia nuestro futuro previsto (2035).

Además, un 5% fue realizado a partir de la aplicación de ciertas tasas prospectivas (tasas de crecimiento promedio anual regional para Centro y Suramérica), a ciertos datos en el presente. Dichas tasas prospectivas fueron tomadas principalmente de fuentes como la US-EIA (2010) y aplicadas en su mayoría para Guyana y Surinam. Estos países sólo cubren el 0,3% del total del consumo energético regional y, usualmente, poseen poca o casi nada de información en la red.

Y el restante 5% de dicho trabajo técnico fue construido a partir de cálculos complementarios en temas eléctricos. Precisamente, para la determinación de capacidades nominales (potencia) que están en función de los niveles de energía eléctrica consumida, del factor de planta promediado desde los diversos sectores energéticos, y en base a los niveles de pérdidas por distribución. Por otro lado, aquí también subyacen una serie de cálculos complementarios para mostrar a los datos en las diversas unidades energéticas en que se expresan.

En un tercer punto, como parte del estudio prospectivo, se expone el potencial energético de los diversos países, para así desvelar el rol que podrían cumplir dentro del conglomerado suramericano.

Mientras tanto, como último punto para terminar de citar las características específicas que envuelven a este estudio prospectivo, dentro de este trabajo se analizan brevemente los varios proyectos que se están impulsando en la región. Pues la finalidad es poner de manifiesto el ámbito puramente mercantilista con el cual se dirigen, para de esta manera, plantear un análisis de las limitaciones surgidas en torno al proyecto original presentado por UNASUR.

Eléctricas”, la misma que realiza una exposición de la demanda nacional de energía eléctrica hacia el año 2020, y se emiten criterios sobre la composición de la matriz eléctrica hacia el año 2030.

Ya para concluir esta sección, como caso aclaratorio de este estudio prospectivo, se resalta que la base teórica que compone a este trabajo simplemente trata de realizar una explicación suficiente de los acontecimientos conocidos. Pues dentro de este tipo de estudios sólo sirve como respaldo de la investigación y no para referirnos al tipo de teoría que se adecúa mejor al análisis realizado. Es decir, su orientación básicamente nos ayuda a construir, sobre todo, el armazón del análisis y de la explicación (Ortega, 2010). No obstante, con el fin de respaldar la metodología desarrollada en esta Tesis, se deja constancia de que fueron descartados otros tipos de investigación al no ajustarse a la metodología requerida, ni a los objetivos de este trabajo. Por ello, se descartó:

❖ Explicación histórica.- Ya que su objeto es componer una explicación suficiente de acontecimientos conocidos u ocurridos en el pasado (Ramos, 2008a). Es decir, ya que en condiciones normales sólo trata de explicar un suceso histórico en base a otros que le han precedido en el tiempo (Ramos, 2008b). Por tanto, no sirve para tratar de explicar situaciones prospectivas.

❖ Argumentación con datos (AcD).- Fue descartada esta metodología puesto que este tipo de investigación se centra en un caso específico, para así, ver qué teoría o combinación se ajusta mejor en el entendimiento de lo ocurrido. De hecho, dentro de esta metodología los datos deciden qué sugerencia proveniente de las teorías planteadas son más fructíferas para la explicación del evento histórico estudiado (Mukherjee y Wuyts, 1999).

❖ Modelización econométrica o econometría aplicada (EA).- También se descarta este tipo de investigación como eje central ya que la finalidad principal de esta metodología es aprobar o desaprobado una teoría, medir el efecto de una política o medir el peso de los factores explicativos, todo ello a través de un modelo econométrico empírico el cual es testeado (Dinwiddy y Teal, 1992). Aunque se indica que en nuestra determinación prospectiva energética se hace uso de la técnica econométrica (10%), más como respaldo para hallar ciertos datos futuros y no como un modelo base del estudio.

b. Descripción de variables y datos manejados en el estudio.

Como primera variable importante a mencionar se indica que el área geográfica que encierra este estudio comprende el total de países miembros de UNASUR, los cuales son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. Específicamente, debido a que la integración energética es un proceso que se desprende de ella, por tanto, encierra a sus doce países miembros como actores principales. Y a fin de involucrarnos con las demás variables que se implican dentro del estudio se hace indispensable conocer, por un lado, las características con que nace la integración energética suramericana; y, por otro, los problemas estructurales que la rodean.

En este sentido, las características esenciales de la integración energética suramericana se han puesto de manifiesto dentro de la Declaración de Margarita (2007) con el cual nace. En todo caso, dicha declaración expresa que este proceso energético se orienta, entre otras cosas, a más de lo ya expresado anteriormente, a: impulsar el desarrollo de la infraestructura energética, fortalecer las relaciones existentes entre los países miembros, desarrollar fuentes renovables de energía, potenciar biocombustibles, desarrollar programas y actividades de cooperación en materias de ahorro, y gestionar de manera más eficiente el uso y consumo de la energía (UNASUR, 2007). Todas éstas como variables más palpables dentro de este proceso sectorial.

Y en cuanto a la identificación de las carencias y problemas estructurales que surgen y rodean a dicho proceso energético hace falta, así mismo, componer una base teórica que oriente este análisis en particular. La construcción de esta base teórica a su vez requirió de cuatro cuerpos teóricos que nos permiten comprender, asimismo, cómo y bajo qué escenarios se crea esta iniciativa. Es así que, el primer cuerpo, analiza la integración bajo los grados de integración económica que fueron ya definidos por Balassa (1964, p.2), y del cual se infiere que su avance debe ser gradual. Con un segundo cuerpo teórico se abarca el análisis de los enfoques teórico-económicos surgidos, los cuales en principio no pueden estar indefinidos dentro de un espacio de integración, ya que dificulta alcanzar cualquier consenso.

Mientras que, con un tercer cuerpo teórico, se analiza a la integración energética a partir de las teorías de integración política, el cual define su grado en base al nivel de soberanía en que los estados se encuentren dispuestos a ceder para alcanzar mayores estadios de integración. Aunque esto último carece de efecto si la iniciativa se orienta a la creación de un espacio para la cooperación y consensos, como es el caso suramericano. Y con el cuarto cuerpo teórico, se cubre el análisis de las características institucionales que debe poseer cualquier proceso de integración para convertirse en un proceso eficiente y que pueda desarrollarse a manera de espiral virtuosa.

Posteriormente, dentro de la Tesis, una vez declarado el enfoque que ocupa la integración energética suramericana, de haber expuesto el marco teórico que servirá como base para determinar los problemas inmersos, y de hurgar dentro de la complejidad y multiplicidad de conceptos que surgen a partir de sus declaratorias y acuerdos surgidos, por consiguiente, se elabora el capítulo 3. En dicho capítulo se presenta el panorama energético presente (2010) y futuro (hacia 2035) por cada país miembro y, consecuentemente, el de la región como un agregado de éstos. No obstante, estos perfiles energéticos son emitidos de manera escrupulosa⁵, para evitar una presentación numérica técnica excesiva hacia el lector no especializado. En todo caso, este capítulo nos dará las pautas generales para conocer el comportamiento y desarrollo que tendrán los niveles de consumo y producción energética, y así, enseñarnos los beneficios que se podrían alcanzar. De ello, surge entonces la necesidad de identificar ahora mismo las variables energéticas y datos interventores de este capítulo en mención, por tanto, se realizan las siguientes anotaciones:

❖ Cada una de las tablas expuestas dentro del cuerpo principal de esta Tesis contienen notas de pie que nos indican la sección del apéndice donde parte, y a los cuales se pueden acudir para mayores detalles. Aunque como preámbulo se indica que las fuentes históricas, entre 1990 y 2010, proceden tanto de fuentes gubernamentales, así como de páginas estadísticas de mayor ámbito internacional como BP y US-EIA. Sobre las proyecciones hacia el año 2035, es importante indicar que en el capítulo introductorio del Apéndice se expone la metodología con que fue desarrollada. Además,

⁵ Como fue ya expresado, el capítulo 3 surge del análisis de un amplio estudio específico, el cual se encuentra en los apéndices c y d. En cuyo capítulo introductorio se emite su metodología y mayores detalles acerca de sus cálculos.

en las notas respectivas de cada tabla que aparecen en el Apéndice se emiten también criterios adicionales que profundizan en lo mismo. Y como dato adicional, se indica que la tercera y última actualización de estas tablas se las realizó hasta cubrir el año 2010, evento realizado entre julio y octubre de 2011. Esto último declarado en el caso de que las estadísticas sean alteradas o corregidas a partir de estas fechas y según las fuentes donde procedan.

❖ Con respecto a las unidades energéticas que cuantifican la totalidad de energías primarias consumidas y producidas, se indica que las unidades mayormente usadas son las unidades térmicas británicas (BTU) y el Joule. Aunque esta última unidad, más allá de provenir del sistema métrico internacional, fue descartada por lo reducido de su escala con respecto a las magnitudes aquí manejadas ($1 \text{ BTU} = 1.055,056 \text{ Joule}$). Pero con el fin de robustecer el carácter más pragmático de este trabajo, a más de los BTU, se consideró prudente el manejo de una segunda unidad como lo es la tonelada equivalente de petróleo (TEP). Pues su objetivo es brindar una unidad más entendible y que a su vez se encuentre de manera coherente con el sistema internacional de unidades (SI).

Como información complementaria a este ítem, se indica que la relación tomada entre BTU y TEP para cada uno de los cálculos aquí realizados, bajo un 100% de eficiencia energética, se correspondió con: $1 \text{ TEP} = 39.810.220,00 \text{ BTU}$ (Ver Apéndice A.5 para su deducción). Cabe también mencionar que al momento de manejar las unidades de BTU (medidas anglosajonas) se ha mantenido el término “cuatrillón”, término proveniente de las estadísticas revisadas y que se corresponde con: $1 \text{ cuatrillón} = 1 \times 10^{15}$ unidades (la unidad mas quince ceros). Esto como tema orientativo dada la diferencia de escalas entre los sistemas métrico e inglés.

❖ Referente al manejo de unidades dentro del sistema eléctrico, se usó la unidad Kilovatio-hora (Kwh) y que para su transformación a unidades térmicas, bajo un 100% de eficiencia, se utilizó la relación de: $1 \text{ Kwh} = 3.600.000,00 \text{ Joules} = 3.412,1411564 \text{ BTU}$ (Ver Apéndice A.5).

Como información adicional es importante mencionar lo fundamental que resulta la homogenización de estos datos eléctricos hacia términos energéticos-térmicos. Principalmente, para que los datos conjuntos puedan ser sumados, y así, poder se

expuestos finalmente dentro de la matriz energética. Previamente, a dichas unidades eléctricas (que fueron transformadas a BTU) se las dividió también para una eficiencia térmica entre el 30% y el 40% (según el caso descrito en las tablas respectivas). Pues se conoce que el trabajo útil producido por un sistema abierto engendra una pérdida energética irreversible y cuya relación se la conoce como eficiencia energética (Ver Apéndice A.6). Por tanto, la aplicación de esta eficiencia mencionada se la toma como norma para este tipo de tratamiento y así equipararla con estos sistemas abiertos ocurridos dentro de las demás fuentes. Subsecuentemente, se indica que la unidad de potencia eléctrica utilizada fue el Watt como unidad base, donde: $1\text{Kw} = 1.000 \text{ Watt}$, $1 \text{ Mw} = 1.000 \text{ Kw}$, $1 \text{ Gw} = 1.000 \text{ Mw}$ y $1 \text{ Tw} = 1.000 \text{ Gw}$.

❖ Acerca de las unidades volumétricas, se indica el uso del barril americano o simplemente barril, además, se usó el pie cúbico (pie^3) y el metro cúbico (m^3). Sin embargo, esta última unidad aparece como unidad principal dentro de este trabajo, ya que forma parte del sistema internacional de medidas. Los factores de conversión, principalmente usados se corresponden con la siguiente relación: $1\text{m}^3 = 35,3147 \text{ pies}^3 = 6,2898 \text{ barriles americanos}$. Paralelamente, se menciona que las unidades volumen/día se refieren más a un tipo de especificación volumétrica que a cualquier otro concepto de flujo volumétrico.

❖ Y con respecto a la unidad de masa, se usó específicamente la tonelada métrica, a menos que se indique algún dato contrario. De hecho, se usó puntualmente la tonelada corta y tonelada larga procedente de cierta referencia, aunque posteriormente se les aplicó su respectiva conversión. Como información referencial se indica la siguiente relación: $1.\text{Ton (métrica)} = 1.000 \text{ Kilogramos (Kg.)} = 1,10231 \text{ Ton. corta} = 0,98421 \text{ Ton. Larga}$ (Ver Apéndice A.8).

Llegados a este punto y una vez identificadas las variables directas que fueron manejadas dentro de este capítulo 3, hace falta ahora identificar ciertas variables indirectas que ayudan también a describir el panorama energético en cada país miembro y, consecuentemente, el de la región. Dentro de estas variables indirectas se indican:

❖ **Intensidad energética.-** La que involucra cantidad de energía usada por cada dólar producido dentro de una economía específica. Estos dólares son expresados generalmente a precios constantes del año 2000, a menos que se haya especificado algo diferente. Por tanto, sus unidades se corresponden con BTU/USD y KEP/USD. Es importante mencionar que para este caso se ha utilizado el kilogramo equivalente de petróleo (KEP) y no la tonelada equivalente de petróleo (TEP), debido principalmente a su mejor ajuste para el manejo de cantidades más reducidas; es así que, su relación se corresponde con: $1 \text{ TEP} = 1.000 \text{ KEP}$.

❖ **Consumo energético per cápita.-** Señala de manera referencial la cantidad de energía usada, por un individuo, como promedio general dentro de un país, región o economía específica. Esta información está dada en BTU per Cápita o TEP per Cápita.

❖ **Emisiones de dióxido de carbono.-** Cuya cuantificación total se da por país o región; aunque también se pueden establecer estas emisiones en unidades per cápita. Las unidades utilizadas para su mención total son las toneladas métricas de CO_2 ; mientras que para el manejo per cápita aparecen en toneladas métricas de CO_2 per cápita. Como información importante se indica que, dentro de este trabajo, esta variable hace mención acerca de la generación de estos gases contaminantes en términos simplemente cuantitativos, sin entrar en detalles sobre lo expresado en las diversas cumbres medioambientales o sobre las sugerencias que realizan.

Con respecto a la estructura con que se aborda a las energías primarias, fundamentalmente, resulta imprescindible narrar qué sectores la componen. En todo caso, su total la constituyen varias fuentes, y éstas son: energías líquidas, gas natural, carbón mineral, nuclear y energías renovables. Específicamente, sobre energías líquidas, se encuentran compuestas por dos grupos: por un lado, el de líquidos petróleo, en los cuales se hallan los combustibles producidos en las refinerías junto con sus pérdidas, el petróleo propiamente consumido como combustible, gases licuados de petróleo vendidos como líquidos y previamente pasados por las plantas de procesamiento respectivo (de gas a líquido), asfaltos, coque, gasolina de aviación, lubricantes, nafta, cera de parafina, materia prima petroquímica, aceites sin terminar, componentes de

mezclas y ganancias dentro del proceso de refinado; y, por otro, se encuentran los biocombustibles, que comprende al etanol y biodiesel.

Y con respecto a las energías renovables es importante matizar ciertos aspectos, pues éstas engloban a las utilizadas con fines eléctricos, sea fuente hídrica, eólica, geotérmica y por biomasa y residuos; mientras que los biocombustibles son excluidos de aquí, ya que participan dentro de las energías líquidas. Por otro lado, la ponderación de la energía solar es prácticamente despreciable dentro de la matriz energética en cada uno de los países suramericanos y, por tanto, dentro de la matriz energética regional, pues al 2010 representó menos del 0,1%, y se prevé que a futuro se verá aún más limitada, por esta razón, no fue tomada en cuenta en el estudio prospectivo⁶.

Así también, dentro de este capítulo 3 se analiza el sector eléctrico, el cual abarca la generación de energía eléctrica total, cuyo análisis se construyó a través de los análisis individuales por cada tipo de fuente, los mismos que provinieron tanto de las energías renovables (hidroeléctrica, eólica, geotérmica y por biomasa y residuos), así como de los sistemas de energía nuclear y térmicos convencionales (gas, carbón y líquidos petróleo). De esta manera, se analiza tanto su consumo total, la potencia eléctrica instalada y las pérdidas generadas por distribución.

Finalmente, queda expresar la importancia de esta Tesis que intenta diseccionar a este marco energético complejo y dar forma al conjunto de conceptos que se levantan en torno al tema de integración energética. Por ello, ha sido fundamental tratar de explicar las diversas variables que surgen, las que podrían incluso aparentar cierto antagonismo, pero que se vinculan plenamente dentro del modelo suramericano. Pues por un lado, aparecen los temas relacionados a desarrollo; y, por otro, aparecen los aspectos concernientes a energía en sus unidades más técnicas. Aunque se menciona que más adelante, en la sección de objetivo general y objetivos específicos del estudio, se presenta un cuadro donde se aclara en mayor detalle estas especificidades y queda una vez más expuesto el objeto del estudio realizado.

⁶ Sobre la ponderación de la fuente de energía solar dentro de la matriz energética regional suramericana, se indica que es prácticamente nula en el presente y, a futuro, su desarrollo estará aún limitada, ya que la inversión en este tipo de tecnología es demasiado cara frente a otras fuentes mucho más eficientes (hidráulica, eólica y por biomasa y residuos). De hecho, se cree que la tecnología solar costaría entre 2,2 y 4,5 veces más que la del viento en varios países en vías de desarrollo (Born, Schmidt, y Schneider, 2012).

c. Fuentes de información.

Se contabilizó un total de 432 referencias bibliográficas, de los cuales 77 son referencias básicas y 355 complementarias, estas fuentes son básicamente de grado secundario y terciario. Acerca de las fuentes principales a las que se acudió se citan en términos generales:

❖ Base de datos del Banco Mundial (en línea), del cual se obtuvo el GDP a precios constantes del año 2000, para cada uno de los países de la región suramericana y para las diversas regiones mundiales. A esta variable se la utilizó para la determinación de las intensidades energéticas. Por otra parte, esta fuente fue consultada para la obtención de datos como población total, población económicamente activa (> 15 años) y área geográfica, datos que se utilizaron en este trabajo como variables directas o para la determinación de variables indirectas. Como, por ejemplo, el consumo energético per cápita.

❖ Estadísticas de BP procedentes de su web y a partir de sus reportes energéticos anuales 2008, 2009, 2010 y 2011. Estas fuentes energéticas se utilizaron principalmente para extraer criterios sobre la actualización del consumo de energías primarias, tanto para la región suramericana como a nivel mundial. Pues se parte del hecho de que se conoce, a partir de BP, el incremento energético anual para estos espacios geográficos mencionados. Es así que, las estadísticas de la US-EIA, estadísticas muy elaboradas en los diferentes sectores y base fundamental para el desarrollo de nuestro estudio retrospectivo, mantenían sus estimaciones de consumo energético total hasta 2008 (ref. octubre de 2011). Por tanto, la actualización de los datos de la US-EIA se la realizó con las tasas de crecimiento anual de los datos procedentes de BP. Cabe señalar que ambas fuentes presentan pequeñas diferencias en torno a los datos presentados, los cuales no superan históricamente el 8%.

❖ Estadísticas gubernamentales y de organismos competentes de los respectivos países de UNASUR. Estas fuentes ayudaron, sobre todo, para complementar las estadísticas globales y sectoriales procedentes de los organismos e instituciones internacionales (BP, US-EIA, BM, etc.), datos que se encontraban registrados usualmente a 2007, 2008 o 2009 (según la variable analizada, ref. octubre de 2011). Por

ello, dentro de este trabajo se presentaron datos actualizados a 2010 y se realizaron otros cálculos complementarios como niveles de importación y exportación de energías. Como observación adicional se menciona que dentro de las estadísticas globales de BP y US-EIA, los datos provenientes de: generación eléctrica por tipo de fuente, consumo de energía eléctrica total, producción de biodiesel y etanol, y producción y consumo de gas, pues son datos que no se encontraban actualizados, sino hasta 2007.

❖ U.S. Department of Commerce. The National Institute of Standards and Technology (NIST, en línea). Se usó principalmente para determinar diversos factores de conversión, los que a su vez sirvieron para la realización de otros cálculos.

❖ Base de datos de la U.S. Energy Information Administration (US-EIA, en línea). Esta base de datos se usó como base principal para la determinación de los promedios históricos de cada una de las variables o grupo de variables energéticas. También, para la realización de los diversos gráficos históricos creados, los cuales se formularon en gran parte con esta fuente. Además, su base histórica (hasta 2008, 2009 o 2010, según el tipo de variable) permitió realizar cálculos complementarios para actualizaciones y determinaciones futuras.

❖ Reporte International Energy Outlook de 2010 y 2011 de la U.S. Energy Information Administration. De estos informes se usaron sus tasas prospectivas de crecimiento promedio anual (TCP) regionales proyectadas hacia el año 2035. Aunque sólo en casos puntuales, ya que estas TCP se presentan a nivel regional y cierto grupo de países, mayormente los de gran consumo energético a niveles regionales.

Es así que, estas TCP fueron utilizadas al momento de no disponer de ningún tipo de fuente gubernamental, revista o proyección (generalmente para Guyana y Surinam), por tanto, en estos casos se tomó como base la TCP correspondiente a “Centro & Suramérica”. Adicionalmente, se utilizó del informe de 2010, las variaciones porcentuales prospectivas de cada fuente energética en sus dos casos adicionales y alternativos al caso referencial. Básicamente, este informe presenta entre sus dos casos, una situación de altas tasas de crecimiento económico regional, y de bajas tasas de crecimiento económico regional. Estas variaciones porcentuales se aplicaron a nuestro estudio energético para brindar estos mismos casos adicionales.

❖ Y por último, como fuentes terciarias se exponen dentro de la bibliografía las diferentes citas tanto de libros, artículos, revistas, trabajos, informes, periódicos digitales y fuentes gubernamentales, entre otras, a los cuales se accedieron necesariamente para la realización de esta Tesis.

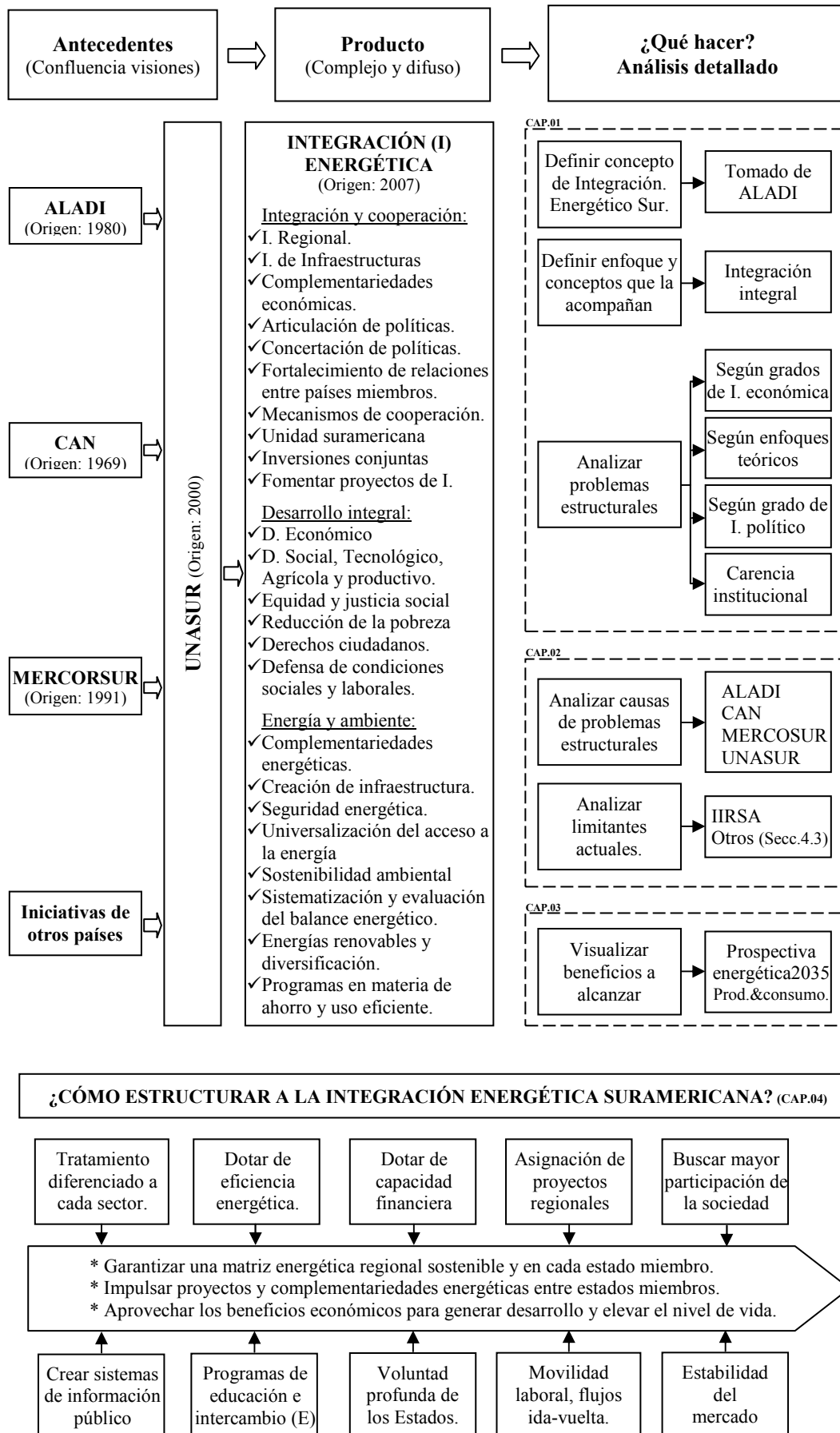
d. Objetivo general y objetivos específicos del estudio.

El proceso de integración energético suramericano nació con la Declaración de Margarita, pero fue establecido previamente como un eje central dentro del comunicado de Brasilia en el año 2000 (UNASUR, 2000). A su vez, se lo presentó como objetivo específico dentro del Tratado Constitutivo de UNASUR que fue finalmente elaborado en el año 2008 (UNASUR, 2008). En todo caso, esta iniciativa energética recoge también el propósito de estimular el desarrollo sostenible, y la necesidad de poner en funcionamiento un nuevo modelo de integración, para así dejar de lado viejos esquemas concentrados en sólo crecimiento económico.

Por consiguiente, los beneficios que se esperan de este proceso energético son amplios, ya que se contemplan objetivos para alcanzar desarrollo económico, desarrollo social, sostenibilidad ambiental, integración regional, equidad y reducción de pobreza. Pero también, se espera que a través de una lógica expansiva su impacto beneficioso llegue a otros sectores e, incluso, al conjunto total de la población; dicho efecto se lo denomina de derrame o spillover. Consecuentemente, esta iniciativa implicaría la aparición de economías de escala; mejoras sustanciales en la especialización productiva, en los niveles de eficiencia energética y en las rentas obtenidas por los operadores estatales y privados. Y, al menos de ello se habla, se alcanzarían beneficios sociales a través de mecanismos directos para la mejora en el nivel de vida de la población.

A pesar de estas buenas intenciones, la Declaración de Margarita no presenta un marco estructurado ni un camino claro por el cual dirigirse. Pues en ella se llama a una serie de medidas y opciones más con un carácter retórico. Por esta razón, antes de pasar al objetivo general se vuelve indispensable presentar un marco explicativo sobre nuestro ámbito de estudio, y en el cual se describa lo que se espera conseguir con esta Tesis, de hecho, se presenta el “cuadro 1” para una mejor explicación de esto.

Cuadro 1.- Estructura y propósito de Tesis.



En dicho cuadro (1), se observan como los antecedentes regionales han confluído en la construcción de UNASUR; y éste a su vez precedió a la iniciativa energética. Y es en esta confluencia de visiones donde se alude a la falta de consensos dentro de la región, pues a partir de estas experiencias previas el proceso energético ha heredado una serie de problemas estructurales. Por otro lado, dentro de la misma iniciativa energética (ver producto) se presentan las medidas diversas que aparecen dentro de la Declaración de Margarita, por lo que se observa su vasta densidad.

No obstante, a partir de este punto se estructuran dichos conceptos para así buscar una orientación teórica. A su vez, se analizan los problemas estructurales y sus causas, se estudian las limitantes actuales en lo que va dentro de su corto recorrido histórico, y se visualizan los beneficios que podrían alcanzarse. Esto último se lograría a través de un estudio prospectivo que resalte las potencialidades energéticas de unos y las necesidades futuras de otros.

De esta manera, una vez diseccionada esta iniciativa energética el siguiente paso es marcar un camino a seguir. Fundamentalmente, a partir de una serie de sugerencias que le permita a este proceso de integración energético retomar el enfoque originalmente propuesto.

d.1 Objetivo general.

El objetivo general de esta Tesis constituye el hilo argumental y la columna vertebral del trabajo aquí presentado. Este objetivo lleva implícita una hipótesis de trabajo, sin embargo, no se la presenta a modo de hipótesis general, dada la imposibilidad de plantearla como de tipo convencional a contrastar. En particular, existen dos aspectos relacionados que generan dicha imposibilidad y que conviene precisar.

El primero de estos aspectos alude al carácter prospectivo de este trabajo, lo que dificulta y resta eficacia a la formulación de hipótesis precisas a contrastar, por lo que se ha optado por la formulación de varios objetivos complementarios entre sí y que incluyen un planteamiento de hipótesis implícita (o hipótesis de trabajo, o guía central de la investigación). Por consiguiente, esta hipótesis implícita ayuda a cuestionarse con

el mayor rigor posible “la potencialidad futura del sector de la energía como elemento integrador en UNASUR”. Cabe mencionar que los estudios sobre el futuro plantean usualmente este tipo de problemas a la hora de abordarlos, aunque dichos impedimentos no necesariamente se convierten en un obstáculo insalvable, y menos aún dada la importancia estratégica del sector de la energía, al menos en el caso de suramericano.

El segundo aspecto, concierne al hecho de que esta Tesis doctoral se centra en el estudio de un proceso integrador muy joven. Por ello, las sugerencias que se plantean en este trabajo serán presentadas como instrumentos que puedan tomarse en consideración, de manera factible y real (no sólo teórica), para avanzar en las soluciones de los problemas estructurales y limitaciones propias de los países implicados.

Ahora bien, de acuerdo con este planteamiento, teniendo en cuenta las limitaciones propias del ámbito analítico definido, y, a su vez, considerando como tema central el análisis empírico aquí presentados, con el cual se presenta un estudio de prospectiva de carácter amplio y completo, el objetivo general de este trabajo, y su hipótesis implícita, se puede formular mediante la presentación de tres propósitos esenciales de esta Tesis, que se definen a continuación:

El primer propósito de este trabajo es realizar un estudio pormenorizado de la integración energética suramericana que se está llevando a cabo bajo el modelo de integración planteado por la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR). Este modelo integrador, denominado “integral”, no sólo contempla al desarrollo económico como aspecto principal, sino también el desarrollo social, la sostenibilidad ambiental, la equidad y lucha contra la pobreza, la integración regional y la complementariedad energética. Básicamente, este primer propósito servirá para dar estructura y contenido al conjunto de conceptos que emergen a raíz de este nuevo modelo con características propias regionales. Asimismo, el trabajo aquí presentado valorará en qué medida se verifica el objetivo de integración integral de UNASUR.

El segundo propósito, que se constituye en centro neurálgico de esta Tesis doctoral, consiste en analizar la situación energética regional presente (2010) y futura (2035) a partir de un estudio propio que contempla el detalle individual de cada país

miembro y la situación en conjunto de UNASUR. Fundamentalmente, este segundo propósito servirá para analizar parcialmente la viabilidad de la integración energética suramericana bajo las condiciones y complementariedades energéticas que presenta la región, además de constituir una referencia empírica relevante para la realización de futuros estudios sobre un sector tan importante como lo es la energía. Por lo tanto, el trabajo tratará de comprobar hasta qué punto la situación energética actual y futura de la región permitirá avanzar con el estrechamiento de las relaciones entre los países que conforman UNASUR.

El tercer propósito de este trabajo es presentar y discutir las sugerencias necesarias para que el proceso energético suramericano retome el enfoque originalmente propuesto por UNASUR, puesto que hasta ahora, en su corta trayectoria, los proyectos energéticos emprendidos en la región se conducen a partir de acuerdos bilaterales, carentes de cualquier concepto de desarrollo integral. En consecuencia, estas sugerencias se orientan a evitar que la integración en UNASUR se encamine hacia un ámbito estrictamente mercantilista, o simplemente, no se convierta en otra iniciativa regional infructuosa, o dicho de otro modo, para evitar los fracasos institucionales que ha sucedido previamente en otras experiencias integradoras en Latinoamérica.

En definitiva, el estudio empírico de la situación y de las perspectivas del sector de la energía en Suramérica servirá de referencia para aproximarnos al conocimiento de un objetivo más amplio, el cual es saber si la integración de UNASUR es no sólo factible, sino capaz de ser útil para mejorar la situación de la población que habita en los países implicados.

d.2 Objetivos específicos.

Como sabemos, los objetivos específicos sintetizan el alcance de las metas buscadas y nos encaminan hacia los mecanismos de desarrollo operacional. De ahí, esta sección cobra gran importancia ya que la información que brinda el sector energético es compleja, cuantiosa y se derivan múltiples temas de él. Más aún, para el caso suramericano que lo liga también a aspectos de desarrollo integral en sus diversos vectores económico, social, y de sostenibilidad ambiental, de lo cual surge su concepto de integración integral. Sin embargo, a partir de lo planteado en el cuadro 1 (ver

Análisis Detallado) queda ahora simplemente reiterar estos diversos puntos definidos. De este modo, los objetivos específicos se los define de la siguiente manera:

- ❖ Plantear un marco teórico y explicativo que nos permita, entre otras cosas: escoger el concepto de integración energético que más se acomode a la situación suramericana; comprender la interrelación que existe entre energía, desarrollo sostenible e integración; definir el enfoque energético asumido desde la óptica de UNASUR y, además, que nos permita obtener las herramientas suficientes para analizar las limitaciones y problemas estructurales que se suscitan dentro de este proceso sectorial y que evitan su progreso.
- ❖ Establecer un análisis de los acuerdos regionales previos que dieron paso a este proceso sectorial, para así entender mejor el origen de sus problemas estructurales. Pues se reitera que la confluencia de visiones han generado parte del estancamiento de UNASUR y, posiblemente, generen el estancamiento de su iniciativa energética. Como marco complementario a este punto, será también, realizar un breve análisis de otras iniciativas energéticas surgidas en otras instancias regionales; y, de este modo, poder establecer ciertas diferencias.
- ❖ Realizar un análisis de las complementariedades y necesidades energéticas regionales presentes y futuras, hacia el año 2035, en base al estudio prospectivo presentado en el Apéndice C y D. Para de esta manera, visualizar las oportunidades y los beneficios que podrían alcanzarse dentro de la región.
- ❖ Y, finalmente, emitir las sugerencias que fueron definidas en el objetivo general, pero cuidando no mezclar las diversas medidas según su ámbito social, económico, energético y ambiental. Estas medidas deberán respaldarse sobre una base teórica previamente definida, y sobre todo, que no se contrapongan a las diversas declaraciones y acuerdos surgidos desde UNASUR.

e. Estructura de la Tesis.

Para cumplir con cada uno de los propósitos de esta Tesis, su esquema de presentación ha sido diseñado en tres partes, a fin de favorecer la claridad en la

exposición de los resultados. En particular, se reitera que la aportación fundamental de este trabajo es el estudio energético prospectivo de Suramérica, pero también se han abordado sus aspectos institucionales como exigencia de la actual situación novel de este proceso energético. Con ello, se evitaría diluir el contenido de este trabajo empírico en medio del terreno difuso con que fue elaborada esta propuesta suramericana. No obstante, nuestro estudio se ancla en la realidad actual y, en consecuencia, presenta las sugerencias para mejorar dicha situación.

Por tanto, la primera parte de este trabajo lo constituye el cuerpo principal que, a su vez, lo constituyen un capítulo introductorio, cuatro capítulos de desarrollo y las conclusiones respectivas. La segunda parte lo constituye el Apéndice, el cual está formado por cuatro secciones, cada una definida con los literales respectivos desde la A hasta la D; y, finalmente, el tercer cuerpo está constituido por los Anexos.

Con respecto al cuerpo principal, el capítulo 1 expone el marco teórico relativo a los distintos ámbitos temáticos incluidos en esta Tesis. En él se alude al contenido analítico del concepto de integración energético que se emplea dentro de los marcos generales de integración regional. Además, se identifican dentro de este ámbito a los actores principales y se profundiza en la relación entre los términos de desarrollo y energía. De igual manera, se presenta la diferencia clásica que existe entre los mecanismos de integración energética y cooperación energética.

Así también, este capítulo formula el planteamiento teórico que permite observar los problemas estructurales derivados dentro de este proceso energético, de este modo, su construcción se desarrolla a partir de cuatro cuerpos adicionales. El primero, analiza los grados de integración económicos por los que pasa un proceso de integración y del cual se infiere debe ser gradual. El segundo, trata acerca del enfoque teórico-económico del cual sus participantes deben poseer ciertas características comunes para poder llegar a ciertos consensos. El tercero, estudia los niveles de integración políticos que, en cuyo margen, se discute el grado de soberanía que los estados miembros se encuentran dispuestos a ceder para hacer del proyecto uno tangible. Y por último, el cuarto, que aborda los aspectos institucionales para que un proceso de integración mantenga un comportamiento ascendente.

En el capítulo 2 se estudian los procesos globales de integración que se han dado previamente en la región, con el propósito de que estos antecedentes ayuden a mejorar la comprensión de la situación objeto de análisis, en particular, de la situación actual. Normalmente, los procesos sectoriales de integración energéticos se desarrollan dentro de estos marcos generales, y absorben usualmente sus características, legados, enfoques ideológicos e, incluso, deficiencias y estancamiento. Por esta razón, el capítulo hace un recorrido por los acuerdos regionales que existen o han existido, es así que, se parte de ALALC, se pasa por ALADI y posteriormente se entra en CAN y MERCOSUR. La revisión de estos acuerdos orienta, en cierto modo, sobre los conflictos que surgen dentro de UNASUR y en su proyecto de integración energético, ambos, también analizados de manera amplia en este mismo capítulo. Asimismo, se realiza un breve análisis sobre otras experiencias energéticas vinculadas a otros procesos de integración vigentes (CAN, MERCOSUR, SICA y PPP, y TLCAN), para así comparar sus características y enfoques.

De igual manera, para avanzar con el análisis de este proceso sectorial suramericano, en este capítulo se estudia a la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA), puesto que es el instrumento más relevante y disponible a tal efecto. Aunque también es altamente criticado por la ambigüedad que provoca sobre los propósitos de UNASUR. De esto último, versará gran parte de la crítica hacia el proceso de integración energético definido sobre el marco de integración integral planteado.

El capítulo 3 describe el perfil energético suramericano tanto presente, con datos actualizados a 2010, y futuro, con una visión previsible de su matriz energética para el año 2035 y bajo la situación más probable. Este ejercicio energético, cabe indicar, se lo realizó a partir de un amplio estudio específico presentado en los Apéndices C y D, con los refuerzos técnicos y necesarios dados en los Apéndices A y B. Es así que, este capítulo resalta las potencialidades energéticas tanto por cada uno de los países suramericanos, así como de la región. Además, nos permite destacar los rasgos característicos de sus sectores energéticos y, en particular, de aquellos que tienen mayor relevancia para potenciar la integración regional.

Pese a su importancia, se ha procurado sintetizar los datos más relevantes en este capítulo para evitar una presentación que podría resultar excesivamente prolija para el lector no especializado. Principalmente, debido a la carga numérica que hubiese presentado en su mayor parte, aunque el aspecto fundamental es mostrar, al final del capítulo, los beneficios que podrían alcanzarse a partir de una integración energética regional más veraz. Eso sí, este análisis se origina de un caso referencial que presenta los niveles energéticos de producción y consumo de cada uno de los países miembros, pero de manera independiente a la iniciativa energética, y cuyos datos empiezan en 1990 y terminan en 2035.

Como parte complementaria se explica que el estudio adjunto en los Apéndices se encuentra en la línea marcada por la Declaración de Margarita. En la cual establece la necesidad de contar “con estudios que sistematicen, evalúen y planteen un balance de la situación, proyectando la matriz energética regional” (UNASUR, 2007). De ese modo, prosigue dicha Declaración: “se colabora en la identificación de opciones en materia de integración energética y en el fomento para la ejecución de proyectos”. Además, entre las múltiples fuentes a las que se accedió para su elaboración con carácter técnico, se indica el haber manejado más de 21.000 datos básicos, más de 18.000 operaciones matemáticas complementarias, alrededor de 1.600 criterios, y haber realizado más de 9.000 conversiones para la homogenización de cifras.

No obstante, los detalles metodológicos se encuentran perfectamente explicados en el capítulo introductorio del Apéndice y en las notas respectivas de cada tabla presentada. A pesar de esto, se resalta que el volumen de datos aparecen sólo en la justa medida, pues en cada tabla se indican las fuentes respectivas de donde proceden y cuyo acceso es público a través de sus webs respectivas. Por otro lado, se reitera también que este trabajo prospectivo fue elaborado a través de varias referencias, y cuya estructura se desarrolló a partir de: informes gubernamentales varios (60%); criterios de expertos⁷ (20%); técnica econométrica (10%); uso de tasas de crecimiento regional procedentes de otros informes, que fueron aplicados en países específicos y sólo para ciertos sectores

⁷ El criterio de expertos es una técnica prospectiva válida, por el cual se acceden a criterios de expertos para evaluar un futuro previsible. Aunque dentro de la elaboración de este trabajo prospectivo, y adjunto en los apéndices c y d, dichos criterios son hallados en revistas y declaraciones procedentes de instituciones estadísticas, centros especializados y ministerios de energía.

puntuales (5%); y, finalmente, a partir de cálculos complementarios que se derivan de los datos anteriores (5%).

En el capítulo 4, se presentan y analizan una serie de proyectos actualmente vigentes con los cuales se observan dos características pronunciadas. Uno, la preferencia regional por el bilateralismo muy a pesar de que el proyecto original presume que la vía multilateral materializaría de mejor manera sus intentos de integración. Dos, el desprendimiento directo de los objetivos originales con los cuales nace la iniciativa energética suramericana. De esto último, se recalca la visión contradictoria y expuesta desde el interior de IIRSA, el cual expresa que el desarrollo es una consecuencia espontánea del crecimiento económico. Consecuentemente, en este mismo capítulo se enuncian y discuten las acciones complementarias que quedan por realizar, y así, este proceso energético no pierda su visión original. Con todo, estas sugerencias emitidas no comprometen la consolidación de dicha integración y la búsqueda del aseguramiento energético regional.

Y como sección última, del cuerpo principal, se presentan finalmente las conclusiones generales. En esta sección se recogen todos los aspectos importantes cubiertos, para así dar luz a cada uno de los objetivos que guiaron su desarrollo.

Ahora con respecto a los Apéndices adjuntos, el Apéndice A abarca definiciones y parámetros que guiaron los múltiples cálculos desarrollados en los Apéndices B, C y D; y, así también, enuncia diversas definiciones que aparecen en el capítulo 3 y en parte del capítulo 4. El Apéndice B, nos orienta acerca del panorama energético mundial y sobre la relevancia suramericana. El Apéndice C, como se menciona en la sección b de este capítulo introductorio, nos presenta un amplio estudio elaborado específicamente para esta Tesis. Dicho estudio presenta el perfil energético suramericano presente (2010) y una prospectiva hacia el año 2035, pues su desarrollo resulta fundamental para el planteamiento del capítulo 3. Y, en cuanto al Apéndice D, aquí se albergan tablas y figuras derivadas del Apéndice C, y que sirven de respaldo para la homogenización de datos.

Con respecto a los Anexos, éstos contienen fragmentos de las diversas declaraciones y tratados principales procedentes tanto del marco de UNASUR como el de su integración energética. Su fundamento radica en contar con una fuente de fácil acceso y consulta inmediata de este tipo de información.

Finalmente, se espera que este trabajo se convierta en guía y referente para cualquier estudio y análisis que se realice en torno a la integración energética suramericana. Son muchos los desafíos que le toca superar a este joven proceso inconcluso, sea en su reforzamiento institucional o en la confección de instrumentos más precisos para sacarla adelante. Sin embargo, debemos tener presente que Suramérica se enfrenta a una oportunidad histórica, por lo que sus individuos deberán mantenerse vigilantes.

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO PARA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SURAMERICANA.

1.1. Introducción del capítulo.

Nuestro interés en este primer capítulo será plantear una completa base teórica que permita dirigir nuestro tema de investigación y, así también, dilucide al proceso de integración energética suramericana que, como se dijo en la sección anterior, brinda un panorama complejo y amplio al emitir de manera conjunta aspectos de integración, desarrollo, energía, sostenibilidad ambiental y concertaciones políticas. Es así que, en un primer punto se definirá el concepto de integración energética que nos servirá de guía a lo largo de esta Tesis para no desvirtuar el objetivo de su propósito; de igual manera, se analizará el alcance de su enfoque energético y los campos que abarcaría. Paralelamente, se identificarán los elementos que están caracterizando a este proceso suramericano, los cuales son básicamente desarrollo, reducción de asimetrías y erradicación de pobreza, además, se abordará la diferencia que existe entre integración energética y cooperación energética.

En un segundo punto, se plantearán las teorías de integración que imprimen ciertos sesgos dentro del marco constitutivo de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) y dentro de su proceso de integración sectorial energético, el cual, este último absorbe un conjunto de ambigüedades de UNASUR. Pese a ello, estos procesos regionales se encuentran en sus primeras etapas de creación, por lo que las teorías expuestas nos ofrecerán la estructura suficiente para analizar el camino que está tomando este proceso energético.

Como parte sustancial de este capítulo se encuentra el responder a unas primeras interrogantes y dejar planteadas otras. Entre dichas interrogantes se encuentran las siguientes: ¿Cuál es el nuevo centro de gravedad dentro del marco general de la integración suramericana? ¿Por qué se resalta la integración energética frente a otros procesos sectoriales? ¿Tendrá éxito la integración energética suramericana? ¿Se podrá extrapolar hacia otros sectores? ¿Bajo qué marco teórico se está propiciando este proceso sectorial? ¿Cuáles son los instrumentos y mecanismos más idóneos para impulsar la integración energética? ¿Será beneficiosa tanto para los estados como para

los pueblos? ¿Servirá efectivamente como herramienta importante para promover desarrollo social, económico y erradicación de la pobreza? ¿Se fortalecerán las relaciones que existen entre los países miembros de UNASUR?

1.2. Integración energética: concepto y alcance.

Según la tendencia que se observa, actualmente, la integración energética suramericana se orienta hacia la conformación de un esquema con el cual se pueda integrar a los países emergentes que conforman UNASUR y facilitar, a través de este medio, sus inserciones en la economía internacional. Hasta ahora, sin embargo, no existe un consenso sobre el concepto de integración energética y sobre los actores que deben llevarla a cabo, principalmente, debido al debate de las visiones contradictorias que surgen entre estado y mercado (Cancino, Chaves y Otero, 2009, p.7). Entre la múltiple literatura que aparece en el círculo académico la integración energética se concibe, entre otras cosas, como un fenómeno de carácter social, técnico-ambiental y geopolítico, también se la relaciona con nuevos criterios de interpretación teórica, como los vinculados con la cooperación en varias escalas o con temas específicamente energéticos, por tanto, cada uno de estos factores han adquirido una gran relevancia dentro del campo energético, mientras que los aspectos comerciales y económicos, aparentemente, han perdido su peso.

Para tratar en mayor detalle los enfoques que se han destapado en torno al tema podemos decir que, bajo sesgo económico, el neoliberalismo sostiene que la energía es un bien específicamente comerciable y expone la premisa de que este recurso se administra de manera más eficiente por empresas privadas, así mismo, el estado solo debe cumplir un rol subsidiario y asistencial como proveedor de seguridad energética a los ciudadanos, sea a través de exenciones tributarias hacia las empresas productoras o a través de una mayor inversión de fondos públicos en infraestructura energética siempre que exista interrupciones en su suministro desde el exterior (Heidrich y Merke, 2007, p. 364).

Por otro lado, desde un enfoque político el factor energético se vincula hacia la relación estrecha entre seguridad y gobernabilidad. Para Bodemer (2010, p.180), esta relación puede ser analizada desde dos visiones, la primera, bajo una visión restringida,

en ella la energía se vincula con la seguridad misma del estado a través del valioso recurso económico y del poder nacional que representa la posesión de energéticos. La segunda, desde una visión amplia, en ella existe la posibilidad de desarrollo y consolidación de sus instituciones, así como de desarrollo humano en un mundo cosmopolita. En la visión restringida prevalece una perspectiva de control y competencia que puede conducir hacia la confrontación por la defensa de sus recursos energéticos, mientras tanto, en la visión amplia prevalece una perspectiva más concertadora y cooperativa, de aprovechamiento y complementación de recursos energéticos, en busca de seguridad energética y/o desarrollo de los ciudadanos, según lo expresa Cardozo (2006, p.14-18).

En nuestro caso, ante los diversos enfoques que se presentan y los múltiples conceptos de integración energética que pueden derivarse de ellos, surge la necesidad de buscar una definición teórica, más pragmática, que aclare y establezca un concepto guía⁸. De ello, la definición más pertinente para nuestro propósito proviene de ALADI que entiende a la integración energética como “un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permita, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración” (ALADI, en línea, ref. octubre de 2004). Es así que, en esta definición queda implícita la estrecha relación que existe entre energía y los diferentes campos que se derivan dentro de un espacio de integración que, para nuestro entender, podrían ser políticos (en su sentido restringido o amplio), económicos y medioambientales, de acuerdo a la complejidad que encierre o con que se haya creado dicho marco integrador.

Con respecto a la incidencia que tiene la energía dentro de un estado, se infiere, en el plano político el sector energético se convierte además en objeto de preocupación en cuanto a situaciones de dependencia y desequilibrio de poderes se refiere. Esta dependencia puede darse entre países exportadores e importadores, entre grupos económicos, entre abastecedores y clientes, entre reguladores y regulados o entre estados y empresas (Zanoni, 2006, p.178). En el plano económico, su impacto se refleja en la balanza de pagos de los estados, a través de sus ingresos o egresos fiscales, como

⁸ Para entender el concepto físico de energía se aconseja visitar el Apéndice A de este tesis.

exportadores o importadores y sobre cualquier inversión realizada en dicho campo. Consecuentemente, la energía es proporcionada como insumo básico para el funcionamiento del aparato productivo, de hecho, es la base de cualquier actividad económica y se convierte por tanto en el medio indispensable para la conformación del capital físico.

Dentro de la dimensión medioambiental, conocemos que la explotación descontrolada de los recursos energéticos, potencialmente los provenientes de fuentes no renovables, conlleva un impacto ambiental con consecuencias dentro del cambio climático. Es así que, bajo la óptica del desarrollo sostenible la energía se constituye como un objeto parcial en su entramado (ibíd. p.177), pues a partir de su disponibilidad y de los beneficios⁹ que proporciona, se podría constituir en un instrumento clave para el desarrollo de políticas económicas, de desarrollo social y medioambiental¹⁰, según los postulados heterodoxos que provienen de las teorías de desarrollo.

Por tanto, la energía dentro de este gran marco descrito, según el concepto dado, podría enmarcarse desde un bien simplemente comerciable o llegar a albergar responsabilidades incluso de desarrollo humano¹¹ y/o desarrollo sostenible. De hecho, en la línea de desarrollo, por ejemplo, el Fondo de OPEP para el desarrollo humano (OFID)¹² le incorpora conceptos de pobreza energética, dentro del cual, el concepto de desarrollo humano y el consumo de energía están intrínsecamente relacionados, de esto añade “la energía es desarrollo, porque sin energía para impulsar a la industria y apoyar a las empresas, los hospitales y las escuelas, no puede haber progreso económico ni social” (OFID, 2010, p.2). Incluso, el OFID sostiene categóricamente que el alivio de la

⁹ Sobre la procedencia de los beneficios que genera la energía, estos pueden devenir de la condición superavitaria energética sectorial en un Estado o a través del aseguramiento en el abastecimiento energético como insumo, lo que le permite a su vez mantener sus niveles de crecimiento económico. Por tanto, los países dependientes (de energía) no quedan excluidos de su responsabilidad en la aplicación de políticas en los campos citados (económico, social y medioambiental).

¹⁰ Al hablar de políticas medioambientales se aborda el tema desde la perspectiva de la “Economía Ambiental”. Esta alude a medidas encaminadas a tratar los problemas ambientales, para ello, emplea la visión y las herramientas de la economía enfocada sobre las decisiones que realizan los actores económicos en el uso de recursos escasos. Es decir, busca la optimización en la explotación de recursos, medios de gestión ambiental e instrumentos para lograr el desarrollo sostenible (Jiménez, 2000).

¹¹ No debe perderse de vista el peso dado por Naciones Unidas al desarrollo humano, “el desarrollo humano es el fin, el crecimiento económico un medio” (PNUD, 1996, p.1). Por ello, las políticas o mecanismos de Estado deben apuntar hacia el mejoramiento en el nivel de vida bajo un panorama sostenible, esto como prioridad fundamental.

¹² El Fondo de OPEP para el desarrollo humano es también conocido por su Acrónimos OFID, a partir de su expresión inglesa The OPEC Fund for International Development.

pobreza energética, aunque no es un objetivo en sí mismo, es crucial para la consecución de los ocho “Objetivos de Desarrollo del Milenio”¹³ fijados por la ONU. En este sentido, señala también que la pobreza energética¹⁴ es el noveno objetivo olvidado.

Dentro de este mismo campo social, las restricciones de acceso a la energía evidencian las faltas de oportunidad para el desarrollo de los individuos. Según el informe “World Energy Outlook 2010”, publicado por la Agencia Internacional de Energía¹⁵ (AIE), alrededor de 1.400 millones de personas carecen de acceso a electricidad, mientras que 2.700 millones continúan con el uso tradicional de biomasa para cocinar (AIE, 2010, p.17). Según sus proyecciones, en el 2030, 1.200 millones de personas no contarán con electricidad, mientras que 2.800 millones continuarán con el uso tradicional de biomasa para cocinar, cifra que aumentará desde 2010. De igual manera, esta misma agencia expresa que la meta de desarrollo del milenio, de erradicar la pobreza extrema y el hambre antes del 2015, no se alcanzará a menos que se realice un avance sustancial en la mejora de acceso a energía (Ibídem).

Ya en este punto, bajo las premisas hasta aquí elaboradas, se puede concluir que la energía se configura como una base para la conformación del capital físico dentro de un estado, se torna como un medio desencadenante para estimular el capital humano, como fuente de riqueza y estabilidad política en un país y, además, según un enfoque más amplio, se convierte en un asunto vital para el equilibrio social, económico y medioambiental dentro de un país y región. A raíz de esta complejidad, las políticas energéticas que se deriven podrían ser vistas como verdaderas estrategias para contribuir con un mundo sostenible en todos sus aspectos, paralelamente, dado lo fundamental de la energía estas políticas deben también mantenerse activas en la búsqueda de la productividad del sector energético y en la mejor utilización y aprovechamiento de estos recursos. A su vez, dentro de la perspectiva más amplia del

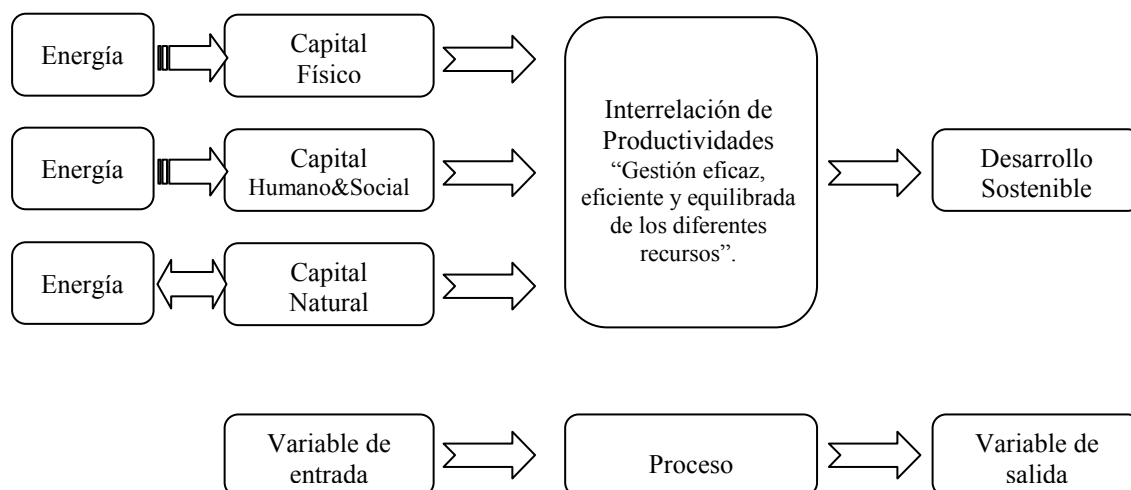
¹³ En el año 2000 se dio el mayor encuentro de dirigentes mundiales, respaldado por 189 países, y fue celebrado en la Sede de las Naciones Unidas en Nueva York. En este encuentro se adoptó la Declaración del Milenio de las Naciones Unidas, comprometiendo a las naciones a mantener una nueva alianza mundial para reducir la pobreza extrema, y fijaba una serie de objetivos que debían alcanzarse para 2015, estos objetivos fueron conocidos como los “Objetivos de Desarrollo del Milenio” (ODM).

¹⁴ La pobreza energética se puede definir como la falta de energía suficiente, accesible y asequible para promover el crecimiento económico y satisfacer las necesidades humanas (OFID, 2010, p.5).

¹⁵ La Agencia Internacional de la Energía (AIE) es una organización internacional, autónoma, creada por la OCDE en 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus 26 Estados asociados.

desarrollo sostenible las políticas energéticas serían las responsables también de crear las interrelaciones productivas dentro de su capital físico, humano y natural¹⁶. Con todo, es en la forma del uso racional, en la eficacia, en la eficiencia y en el equilibrio de estos capitales donde se podría obtener un desarrollo sostenible dentro del espacio energético.

Según lo expuesto, esta relación entre energía y desarrollo sostenible no debe llamarnos la atención, ya que la expresión desarrollo sostenible es un concepto que está en plena evolución y no es interpretada de manera uniforme. Por otro lado, los especialistas parecen coincidir en que el crecimiento, para que sea sostenible, debe nutrirse continuamente de los frutos del desarrollo humano, como de la mejora de los conocimientos y las aptitudes de los trabajadores, así también “...de las oportunidades para utilizarlos con eficiencia: más y mejores empleos, mejores condiciones para el florecimiento de nuevas empresas y mayor democracia en todos los niveles de adopción de decisiones” (Banco Mundial, en línea, ref. de octubre de 2011). A partir de esto, la figura 1.1 plasma a manera de diagrama de proceso la relación entre energía e interrelación de la productividad de capitales para obtener un desarrollo sostenible.



Elaboración: Propia

Figura 1.1.- Interrelación de productividades y manejo eficiente de recursos para la obtención de desarrollo sostenible.

¹⁶ El término de capital natural es abordado por Jiménez (2000, p.82), por lo que se sugiere su revisión para un mayor conocimiento. En su capítulo 4, dentro de dimensión ecológica explica la interrelación existente entre sostenibilidad, actividades humanas y capacidad de carga de los ecosistemas (p.114).

Pues bien, como parte de primer análisis podemos observar que el concepto que encierra el factor energético, por la enorme complejidad que conlleva, deberá ser limitado y definido dentro de cualquier marco de integración general o de integración energética del que nace, ya sea que este marco se presente bajo los principios de la ortodoxia más neoliberal posible o, por el contrario, tenga la finalidad de alcanzar el desarrollo de un espacio integrado en lo político, económico, social, cultural, ambiental y de infraestructura, con amplios mecanismos para la generación de desarrollo.

Para Cancino et al. (2009, p.24), dentro de un espacio de integración energética regional se generará el enfrentamiento de dos concepciones opuestas que terminarán por plantear su propia visión, así como su estrategia más adecuada para profundizar sus intercambios, y finalmente, conformará sus propios mecanismos para afianzar el control de la renta energética. Desde un enfoque teórico, entre estas concepciones opuestas se encontrarían, por un lado, el paradigma neoliberal, que bajo su propio marco energético propiciaría la defensa de la apertura de mercados; la transformación de los estados productores en estados normadores, fiscalizadores y reguladores; la conversión de los sectores productivos hacia manos privadas; la liberalización de barreras de entradas a la actividad del transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos (downstream); la liberalización de barreras de entrada a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (upstream); incentivos al ingreso de inversiones extranjeras a través de un régimen fiscal atractivo y la privatización de empresas estatales (Le Calvez, 2008, p.3). En el otro extremo se hallaría el paradigma estatal que dentro del sector energético se centra más en las empresas nacionales, institucionaliza la prioridad del gobierno para garantizar el control de la gestión de la industria energética y, así mismo, propicia la figura de la empresa mixta, por lo que cualquier empresa privada dispuesta a participar en la explotación de un recurso energético deberá asociarse al estado. Además, dentro del paradigma estatal se mantienen otros principios, como el de soberanía, solidaridad y complementariedad energética (p.6).

Por tanto, el marco orientador que se le atribuya a la energía servirá para no mantener indefinidos sus objetivos y alcances que, como se sabe, podría cubrir un amplio espectro. Sin embargo, debe también tenerse en cuenta que la complejidad con que se la definida incidirá también en la viabilidad para llevar a cabo su integración.

Ahora bien, a partir de la literatura que se despierta en torno al tema energético merece también prestar atención a un par de conceptos que han aparecido con fuerza en la última década, como son los conceptos de integración de jure (formal) e integración de facto, esto también con la finalidad de ir delimitando el desarrollo del presente trabajo. Hemos hablado que los procesos de integración energéticos, usualmente, se desprenden de un proceso de integración general o global, pero qué sucede si este proceso sectorial no subyace bajo un esquema de integración más amplio, o si existe cierto nivel de intercambio fomentado por agentes microeconómicos sin acuerdos previos de integración entre naciones. Junto a la clásica integración conformada por acuerdos explícitos entre las partes, conocida también como integración formal o de jure, se han desarrollado procesos donde no existen acuerdos que oficialicen los fuertes vínculos económicos, sobre todo productivos y financieros que, de forma creciente, se han fomentado entre los participantes. A estos procesos últimos, en los cuales los gobiernos han tenido un papel relativamente marginal, sin que se establezca explícitamente ningún objetivo a alcanzar se los conoce como integración de facto, real o silenciosa (Sánchez Ortiz, 2009, p.79).

Como caso aclaratorio, es importante señalar que la experiencia histórica muestra que no necesariamente la integración de facto deviene en integración de jure, aunque no se excluye esta posibilidad, como sucedió con la creación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). Mientras tanto, un caso antagónico sería por ejemplo el acuerdo sobre comercio preferencial de la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN¹⁷), firmado en 1967, que generó efectos marginales y no ha podido ampliar su “integración de facto” (De Lombaerde, 1996, p.7).

Bajo este preámbulo, el dilema que nos surge ahora es conocer si la integración energética de facto tiene cabida dentro del concepto de integración energética que se expuso en un principio y que nos sirve de guía, o simplemente, se refiere a un término que describe la intensidad de las transacciones y la creación de infraestructura energética entre agentes microeconómicos. En efecto, el concepto de integración de facto que se ha formulado en más de una región económica establece que los gobiernos

¹⁷ ASEAN, bajo sus siglas en inglés Association of Southeast Asian Nations.

tienen un papel relativamente marginal, por lo cual, no parece tener sentido dentro de nuestro tema de integración energética suramericana junto a los conceptos que actualmente se involucran como seguridad, soberanía y gobernanza energética. Aunque se reconoce que dentro de una integración energética, como ya lo hemos analizado anteriormente, el tratamiento energético puede aparecer dentro de la gama de simples transacciones de energía o a través de una coordinación y planificación real basada en las capacidades y necesidades de sus países miembros (Mansilla, 2011). Pero en este sentido último, cabe recordar que la definición de ALADI implica la realización de interconexiones de redes de energía sobre un marco normativo común. Y aunque también es cierto que un marco normativo podría ser promulgado e implementado por empresas privadas dentro de una región, el concepto de ALADI hace mención que este debe ser pronunciado bajo un determinado espacio de integración.

Por tanto, para el caso suramericano descartaremos cualquier marco de análisis dentro de la denominada integración de facto, pues en principio los procesos de integración global y sectorial que se realizan en su interior poseen una participación directa de sus estados.

1.3. Generalidades acerca de integración, cooperación, interconexión, seguridad, gobernanza y soberanía energética.

Las iniciativas de integración energéticas se convierten en un nuevo fenómeno que vincula energía y política, así mismo, brinda a los recursos energéticos un carácter especialmente estratégico dentro de un contexto internacional, en el que se manifiesta un progresivo aumento de la demanda y, simultáneamente, un control en la oferta bajo sus diferentes fuentes. En Latinoamérica, a partir de los noventa la integración energética se convierte en un tema dominante en la nueva agenda de su integración - después de la apertura de sus economías- con nuevos actores, nuevas realidades y nuevos intereses en conflicto (Cancino et al. 2009, p.10). En Suramérica, cobra fuerza después de la “Declaración de Brasilia” en el año 2000, aunque para aproximarnos al estudio de este fenómeno, previamente, vemos de antemano la necesidad de identificar o clarificar ciertos conceptos como integración, cooperación e interconexión, puesto que con frecuencia se incurren en confusiones al emplear indistintamente estos términos en el análisis académico, e incluso en documentos gubernamentales.

Varios autores han establecido diferencias entre los conceptos de integración y cooperación en las que resaltan su importancia como pautas conceptuales. Autores como Balassa (1964, p.2), ya mencionaba estas diferencias, para él la integración consistía en la eliminación de obstáculos y en la abolición de medidas discriminatorias, mientras que la cooperación proporciona diversos tipos de facilidades a los países para disminuir tal discriminación. De acuerdo a Le Calvez (2008, p.10), en el marco de la integración los estados a través de los regímenes internacionales “renuncian a la toma exclusivamente unilateral de decisiones con el objeto de afrontar dilemas de interés común”, a su vez, la integración permite a los estados alcanzar objetivos que no pudiesen realizarse sin acuerdos intergubernamentales previos, lo que facilita las condiciones en las negociaciones multilaterales y mejora la calidad de información entre los gobiernos. También en el marco de la cooperación se intenta impulsar una dinámica capaz de disminuir asimetrías (Ibídem).

Para Cancino et al (2009, p.19), la integración por tanto se corresponde con un proceso más amplio y profundo, que contiene mercados compartidos, coordinación y construcción progresiva de políticas comunes al más alto nivel. Mientras que Franco y Robles (1998, p.232), añaden que la integración envuelve una “vinculación política, social, cultural, científica e incluso militar, con un papel dinámico de distintos actores de las sociedades que se integran, con lo cual la integración sería la forma más intensa de interacción estatal”. Por otro lado, la cooperación en su sentido más amplio, para Dobson (1991, p.31), incluye todas las formas de colaboración y coordinación entre estados a nivel económico y político, aquello que no entra en un esquema formal de integración pero busca superar los conflictos de intereses entre unidades nacionales. De Lombaerde (1996), incluye al concepto proyectos comunes y acuerdos selectivos, concertación, regímenes aceptados, vigilancia multilateral y coordinación de políticas, pues con esta definición menos estricta, en cualquier nivel de cooperación, la participación activa de sectores no-gubernamentales es teóricamente posible, pero a priori no necesaria. Consecuentemente, para este autor, el término coordinación es una forma especial de cooperación, que bajo una definición económica sería “la selección, la amplitud y el momento de la toma de medidas políticas o del intercambio de

información política, expectativas y estructuras económicas”. En todo caso, la cooperación y la coordinación implican cierto grado de interdependencia.

Con respecto al término de interconexión energética¹⁸, ésta se correspondería con la construcción de infraestructuras, ya sean eléctricas, gasoductos, terminales de regasificación y centrales hidroeléctricas entre otras, las cuales servirían o para satisfacer la creación de proyectos para la transnacionalización de mercados y generar meras transacciones de flujos energéticos o, en un sentido más amplio, para constituir el núcleo mismo de su cooperación o integración. Sin embargo, bajo el primer caso es usual caer en el error de definirla como integración energética cuando su finalidad exclusiva es la mera transacción comercial. La interconexión energética se ha constituido en un tema de reciente impulso a raíz de necesidades estratégicas nacionales y regionales en diversas áreas como la política, la tecnológica, la ambiental y la económica. Y se vuelve un concepto dominante en el debate sobre integración energética que busca hacer rentables los flujos energéticos, pero que en Latinoamérica no logra colmar estas expectativas al carecer de una plataforma energética común (Cancino et al. 2009, p.20).

En este punto, bajo estas diferenciaciones conceptuales surge un nuevo frente de debate, y es ¿cuánto mercado y cuánto estado requiere un proceso de integración energética? o ¿cuáles son las complementariedades o contradicciones entre estrategias bilaterales y multilaterales para relacionar a países productores y consumidores de recursos energéticos? Tal vez las respuestas que se pronuncien no lleguen a satisfacer a todo el espectro teórico o, tal vez, dichas respuestas continuarán pendientes para su desarrollo en la literatura dominante. No obstante, será importante definir o aclarar ciertos criterios que brinden salidas claras y objetivas ante la diversidad teórica y las múltiples tendencias que existen dentro de la región.

¹⁸ La interconexión energética comprende tres fases: 1. La interconexión física entre puntos fronterizos de dos países, las empresas de ambos países ofrecen parte de su producción, acordando volumen y precio; 2. La operación coordinada entre los sistemas nacionales interconectados que bajo criterios técnicos y económicos busca reducir sus costos de producción, facilitando la creación de mercados mayoristas de energía; y 3. Creación de un mercado regional con mayor grado de madurez de los mercados energéticos. (Cancino et al. 2009, p.13).

Por tanto, para el caso suramericano se torna necesario analizar cómo se origina esta tendencia que la lleva a querer conformar un espacio de integración energético; y entre los hechos que aparecen son dos los que realmente la definen. El primero es que desde los sesenta se habla en América Latina sobre la posibilidad de llevar a cabo iniciativas de integración energéticas que acompañen y potencien las posibilidades de una amplia estrategia de integración regional (Bodemer, 2010, p.179). Y, el segundo, donde el enfoque primordialmente económico que llevaba impresa cualquier forma de integración, perdió su peso, lo que la orienta hacia iniciativas con mayor peso en el área técnica y en la que se puede ampliar aspectos de mayor cooperación y enfoque político.

A pesar de esta complejidad, las opciones para alcanzar una mayor coordinación e integración energética en Suramérica son óptimas, ya que el subcontinente cuenta con suficientes reservas para cubrir sus propias necesidades regionales en las próximas dos décadas. Sin embargo, tales riquezas y consecuentemente sus intercambios ameritan manejarse bajo un marco común, puesto que podrían presentar una doble cara, una comprendida como oportunidad para avanzar en materia de cooperación e integración o, por el otro lado, de convertirse en una peligrosa fuente de conflictos (Ibídem). Desde luego, después de la desilusión de las políticas implementadas en el marco del Consenso de Washington, del redescubrimiento del estado en el discurso y la práctica política, de la revaloración del territorio en clave geopolítica y sobre el giro populista en varios países de la región, desde el año 2000, se redirige la visión de una desecuritización de la energía, a favor de una creciente interdependencia, confianza mutua y consolidación de regímenes democráticos, hacia una visión que va desde la seguridad energética hacia una marcada securitización¹⁹ de esta energía (Heidrich y Merke, 2007, p.351).

Sobre este último hecho y como marco de análisis conceptual imperante para el debate suramericano se hace necesario, una vez más, hacer alusión a los nuevos términos que han surgido en las últimas décadas, entre ellos seguridad energética y

¹⁹ Para la Escuela de Copenhague una securitización efectiva representa un fracaso de los procesos y sistemas políticos que buscan hacer frente a una situación determinada, al punto de señalar que el éxito de un proceso de securitización habría de ser visto bajo una óptica negativa (Buzan, Waeber y de Wilde 1998, p.29). McDonald (2008, p.567) define al concepto de “securitización” como el posicionamiento, a través de “actos de habla” o “discursivos” (proferidos usualmente por un líder político), de una situación o actor particular como amenaza a la supervivencia de un objeto referente y que, una vez legitimado por una audiencia relevante, habilita la imposición de medidas de emergencia por fuera de los canales políticos tradicionales.

soberanía energética, términos que se convierten en temas estructurales y no solo a nivel regional. Acerca del término seguridad energética, se envuelven a su vez varios factores que, dependiendo del enfoque con que se analice, se podría dar mayor énfasis a cualquiera de ellos, entre estos factores se encuentran presentes: variedad o diversidad energética, cantidad de energía y precio razonable. De acuerdo a Khatib (2000, p.113), seguridad energética implica la “disponibilidad continua de energía, en formas variadas, en cantidades suficientes y a precios razonables”, por tanto, este concepto interioriza precios razonables y cantidad de energía, ambas con el fin de disminuir la vulnerabilidad en las interrupciones transitorias o prolongadas en el suministro energético; además, este concepto encierra otro par de factores importantes como son infraestructuras y logística para poder llevar a cabo su disponibilidad continua. Otra definición que nos presenta este mismo autor, en la cual se destaca más el precio, nos dice que seguridad energética es la capacidad de garantizar la disponibilidad de los recursos locales o importados y, sobre todo, a precios razonables ante el crecimiento de la demanda; todo esto asocia al concepto con el crecimiento económico de un país o región y la plasma con el consumo de su energía (p.114).

Otros autores como Navarrete (2008, p.2), presentan otra definición que encierra, además de los anteriores factores mencionados, la óptica del importador y del exportador de energéticos. Así, define seguridad energética como “la capacidad de un país para satisfacer de manera suficiente, oportuna, competitiva y con productos de menor impacto ambiental la demanda nacional de energía, en el presente y por un periodo razonable hacia el futuro”, consecuentemente, esta definición la realiza más desde el punto de vista del importador, cuya preocupación es disminuir la vulnerabilidad de cualquier interrupción transitoria o prolongada del suministro. Desde el punto de vista del exportador, su preocupación será asegurar el buen precio de las exportaciones después de satisfacer la demanda nacional y que sus excedentes le brinden una renta segura, estable y/o de manera periódica. Es importante mencionar que en estas últimas definiciones se vinculan de manera paralela los factores “eficiencia” y “variedad o diversidad energética”, principalmente, a través de la terminología “competitividad” y “menor impacto ambiental”, términos que hoy en día se resumen bajo el título de “diversificación energética” dentro de cualquier política energética planteada o ejecutada. Es en este campo, diversificación energética, donde los países

ponen atención al desarrollo de energías alternativas como el sector de los biocombustibles y el manejo responsable de sus recursos energéticos, para así disminuir la dependencia en la importación de los suministros de energías fósiles.

Desde la posición de la cadena de valor, el concepto de seguridad energética puede variar. Por el lado de los consumidores e industria intensiva, se hace énfasis a la disponibilidad de energía en formas variadas, en cantidades suficientes y a precios razonables, como lo expresó anteriormente la definición de Navarrete. Desde el punto de vista de las compañías de gas, petróleo y alternativos, sean nacionales o privadas, el concepto envuelve a la capacidad de desarrollar infraestructuras nuevas, accesos a yacimientos y la protección de sus inversiones. Desde el punto de vista de la balanza de pagos de un país, seguridad energética implica la capacidad para el pago de este suministro energético (en el caso de los importadores), clave para mantener e impulsar sus economías, mientras que para los exportadores será necesario garantizar aquella renta energética segura y estable. Por parte de los gobernantes y cuerpo técnico de un país (Ministerios de Energía e Industria), seguridad energética es centrar su atención en los riesgos de un desabastecimiento, en la seguridad de la infraestructura energética, en aumentar capacidades, reducir la subutilización, mantener reservas estratégicas y aumentar la eficiencia en sus usos.

Para Cancino et al. (2009, p.22), el término seguridad energética involucra otras nociones como dependencia energética, vulnerabilidad energética y gobernanza energética, muy ligados a las relaciones políticas entre países consumidores y productores de energía. De acuerdo a estos autores, la dependencia energética mide la relación, en términos porcentuales, entre la cantidad de energía importada y la producida o consumida. Paralelamente, el término vulnerabilidad energética conlleva variables energéticas y criterios subjetivos que relacionan, fundamentalmente, la percepción del riesgo sobre el país oferente del suministro, pues debe considerarse que países suministradores pueden encontrarse en regiones inestables, con problemas sociopolíticos o cuyos mercados se caractericen por altos niveles de incertidumbre en relación con el tratamiento de las inversiones extranjeras y los regímenes de seguridad jurídica. Mientras tanto, gobernanza energética apunta hacia la construcción de estructuras de gobernabilidad democrática de los mercados energéticos. Para Westphal

(2007, p.39-44) la gobernanza surge en torno a la exploración, explotación y comercialización de energía, es decir, la gobernanza depende cada vez más de las relaciones energéticas internacionales, de hecho, en los últimos veinte años ésta ha tenido una historia de conflictos permanentes, originados por la lucha hacia el acceso favorable y por el control exclusivo y el cercamiento del acceso a estos recursos energéticos. Por tanto, la Historia nos muestra la necesidad de buscar el diseño de una institucionalidad internacional que apunte a la regulación y orientación de los mercados energéticos, que administre las iniciativas de cooperación e integración energética dentro de una región y, además, que busque la consolidación de una estructura multilateral, supranacional o en coordinación de políticas energéticas regionales.

Con respecto al término soberanía energética o también llamado nacionalismo energético, se trata de un fenómeno impregnado de un profundo sentido ideológico que, incluso, podría confrontarse con el término gobernanza energética siempre que las reglas jurídicas no terminen de diseñarse o no se encuentren bien definidas. En la región suramericana, el tema se ha vuelto polémico, pues su concepto se ha asociado al debate sobre el control y explotación de los recursos energéticos, fundamentalmente, ligado al acceso de la renta energética (Cancino et al. 2009, p.23). Para Stanislaw (2008, p.6), este fenómeno difiere de la nacionalización de los recursos realizada en los setenta²⁰, ya que aquí se utiliza el control de los recursos naturales para promover objetivos políticos, tanto en política exterior como en económica, y tiende a desestabilizar el sistema de las relaciones internacionales tal como lo conocemos ahora. En este marco, este fenómeno podría seguirse impulsando debido a los altos precios y al temor sobre la futura disponibilidad energética.

De acuerdo a Bergalli (1996, p.205), soberanía energética implica la propia capacidad de una comunidad política para ejercer el control, la potestad (entendida como autoridad) y para regular de manera racional, limitada y sustentable la explotación

²⁰ Según Stanislaw (2008, p.8), existen tres diferencias concretas entre la situación actual y la crisis energética de los setenta; la primera acerca de la demanda incesante actual, a raíz de la crisis de los setenta, la demanda había descendido al igual que sus precios, en la actualidad a pesar de contar con unos precios altos, la demanda continúa subiendo. La segunda diferencia abarca la madurez de las tecnologías limpias y alternativas y su continuo desarrollo, en la actualidad empresas y gobiernos están invirtiendo millones en energía limpia, fuentes alternativas y eficiencia energética. Y finalmente, las inquietudes de los setenta acerca de aire limpio y lluvia ácida, parecen pintorescas frente al reto que representa el cambio climático para la civilización, de hecho la amenaza más seria para el medio ambiente fue la energía nuclear, la misma que se redujo a favor de los combustibles fósiles.

de sus recursos energéticos, con el cual conseguiría conservar un margen de maniobra y una libertad de acción y que, le permita además, minimizar los costes asociados a las presiones externas de los actores estratégicos que rivalizan por la obtención de esos recursos. De hecho, de esto hablan los últimos casos dados en Suramérica acerca de la reversión al estado de empresas petroleras privatizadas, así también, una prueba de ello es Rusia y su renuencia a la renovación de concesiones petroleras a las empresas transnacionales, además, esta tendencia se observa en el resto de Latinoamérica y Medio Oriente. Es importante señalar que estas acciones se pueden perfectamente relacionar con la creciente preocupación de los países productores sobre el agotamiento de sus recursos y con el incremento de las capacidades técnico económicas y administrativas de las empresas locales, así lo expresa Acosta (2008, p.46). De acuerdo a Sanahuja (2010, p.97), el “nacionalismo energético, a menudo justificado por preocupaciones de seguridad, se encuentra hoy presente en todo el mundo, incluso en Estados Unidos, aunque los acentos y matices puedan ser distintos”.

En síntesis, la soberanía energética bajo esta óptica de análisis se convierte en centro de atención mundial debido al panorama de altos precios y sobre el nivel limitado de reservas energéticas existentes. A su vez, juega un papel primordial en el actual contexto de paradigmas analíticos en torno a integración energética, pues “los procesos de privatización y renacionalización de hidrocarburos expresan, fundamentalmente, la disputa de la renta energética entre el capital transnacional y la propiedad estatal” (Cancino et al. 2009, p.23).

1.4. Enfoque energético suramericano.

Hasta ahora hemos analizado los diferentes términos y conceptos que aparecen como aspectos fundamentales de la integración energética, los mismos que se tornan motores para el inicio de un sin número de debates. A la vez, se ha analizado el amplio espectro que podría abarcar el concepto de energía que, como se sabe, puede convertirse desde un mero bien de intercambio hasta vincularse plenamente con la expresión de desarrollo sostenible o simplemente hacerla responsable de ella; en todo caso, en este punto se toma ya conciencia de la complejidad que embarga el tema. Por tanto, para cualquier región geográfica en el mundo que lleve a cabo una iniciativa de integración energética queda implícita la necesidad de definir objetivos, mecanismos, tareas y

responsabilidades del sector energético dentro de su espacio de integración, cuya complejidad también incidiría en la viabilidad de estos espacios. Se intuye ahora que no es una labor fácil complementar el concepto de integración energética con medidas encaminadas a generar desarrollo sostenible en los estados, para esto, haría falta una extensa voluntad política tanto en su interior como en los espacios totales de integración. A su vez, se requeriría de la participación de sus diversos actores políticos, privados, sociedad civil e instancias gubernamentales y, aún así, quedaría el riesgo de que se disocien los aspectos de interconexión energética con la búsqueda de desarrollo al no tener o no definir una clara orientación.

Por esta razón, el problema que surgiría es cómo avanzar ante los debates surgidos en las últimas décadas y ante la pugna conceptual entre la acción del estado y la acción del mercado. Según Zanon (2006, p.180), el avance debe ser gradual, paso a paso, revisando previamente políticas anteriores, eliminando los incentivos perversos que generan impedimentos y añadiendo incentivos sanos. Se deberán buscar estrategias sistémicas, participación de actores a nivel local, estatal, interestatal, de índole pública y privada. Con todo, no debe omitirse que la integración energética debe enmarcarse dentro de un espacio de integración global, fundamentalmente, debido a la complejidad que incorpora y por la necesidad de definir aspectos conceptuales que guíen al espacio global y a los espacios de integración subsectoriales que se desprendan de él, en el caso suramericano.

Lastimosamente, los procesos de integración en Suramérica han sido contruídos a través de caminos sinuosos, sin responder a rutas originales, por lo que suelen presentar cuadros recurrentes de fracasos, retrocesos y, como resultado de ello, reformulaciones que eventualmente pueden implicar también nuevos avances (Peña, 2010, p.29). En los últimos años, a raíz de la llegada de fuerzas progresistas con programas de gobierno alternativos a la ortodoxia neoliberal reinante en los años noventa, el rol del estado ha retomado su aspecto planificador, propietario, inversor y empresario dentro del sector energético (Cancino et al. 2009, p.25). En este sentido, se ha configurado un heterodoxo plan de integración que no responde plenamente a modelos preexistentes, por lo que sus mecanismos institucionales aún se tornan de baja capacidad para concertar intereses nacionales y no logra consolidar una visión conjunta,

mas, se añade el riesgo de que el modelo asuma un exceso de competencias por lo que dificultaría más su viabilidad.

En este sentido, la sustentación teórica aún se torna superficial en los procesos de integración dentro de Suramérica que, en el sector energético, los ha limitado a dos enfoques específicos, de liberalización o renacionalización de mercados. No obstante, la región se mantiene optimista ante sus condiciones inmejorables para enfrentar el desafío, de hecho, los estudios actuales y la prospectiva energética hacia el 2035, efectuados en esta Tesis, lo indican claramente. Sin embargo, para observar el camino que está emprendiendo dicho proceso energético suramericano nos vemos en la necesidad de estudiarlo en detalle, por tanto, es menester identificar las metas que se desean alcanzar, los lineamientos de su política energética y sus instrumentos. De esta manera, visualizaremos la complejidad con que se la envuelve y su compromiso real hacia la búsqueda de una verdadera integración energética.

Conocemos como primer punto que esta integración energética se encuentra plasmada en la “Declaración de Margarita. Construyendo la Integración Energética del Sur”, firmada el 17 de abril de 2007 (Ver Apéndice E.1). Dentro de esta declaratoria, a la integración energética se la plantea como una herramienta importante para promover desarrollo económico, social y erradicación de la pobreza, además, este proceso contribuiría también a fortalecer las relaciones existentes entre los países miembros sobre la base del uso sostenible de los recursos y potencialidades energéticas que posee, a la vez, reconoce como actores principales al estado, la sociedad y a las empresas del sector con el fin de lograr un equilibrio entre los intereses de los países miembros, las necesidades de sus pueblos y la eficiencia del sector energético (UNASUR, 2007).

Entonces, como puntos previos de partida se conoce que dicho proceso energético está recogido como objetivo principal dentro del acta constitutiva de UNASUR (2008, art.2); como objetivo específico en su art.3 (Lit. d) y como parte fundamental dentro de este proceso global de integración, en su art.5, pues adjunta al Consejo Energético Suramericano a su marco institucional²¹. Ya en la primera cumbre de presidentes suramericanos, realizado en el año 2000, se presentó a la energía junto a

²¹ Ver extracto de “Tratado Constitutivo de UNASUR” en Apéndice E.

las redes de transporte y telecomunicaciones como papel motriz para la integración de sus países (UNASUR, 2000, n°40)²², y es desde estos inicios que se destaca la necesidad de un plan de acción en las diversas áreas mencionadas. La finalidad de este entramado sería configurar ejes de integración y de desarrollo en lo económico y social para el futuro espacio económico de la región. De ello, se crea la “Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana” (IIRSA) como foro de diálogo de las doce repúblicas independientes de Suramérica (Ibíd. n°40); en este punto, IIRSA se convierte en un mecanismo institucional de coordinación de acciones intergubernamentales, cuyo objetivo principal es construir una agenda común para impulsar proyectos de integración en infraestructura. Dichas acciones, según el enfoque suramericano, facilitarán la consecución del macro objetivo que es la integración total.

Ahora bien, todo indica que el enfoque que tiene la integración energética suramericana se compatibiliza con los más amplios objetivos que podría abarcar el concepto de integración energética (visión amplia). Es decir que, este proceso sectorial busca convertirse en un verdadero mecanismo para alcanzar el desarrollo sostenible y promover la universalización del acceso a la energía como derecho ciudadano entre otras cosas, pues así lo expresan los principios rectores pronunciados durante el I Consejo Energético de Suramérica²³. Además, los lineamientos de la estrategia energética suramericana, que se derivaron de aquel Consejo, refuerzan aquel carácter emprendido, sin dejar de excluir los conceptos o principios de soberanía, gobernanza y seguridad energética. Entre estos lineamientos se encuentran:

- ❖ Cooperación y Complementación.
- ❖ Solidaridad entre los pueblos.
- ❖ Respeto a la Soberanía y a la autodeterminación de los pueblos.
- ❖ El derecho soberano a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sostenible a partir de la utilización de los recursos naturales renovables y no

²² Ver extracto de “Comunicado de Brasilia 2000” en Apéndice E.

²³ Realizada en Los Cardales, Provincia de Buenos Aires, el 4 de mayo de 2008. En esta declaración se aprueba el Anteproyectos de los Lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana, el Anteproyecto del Plan de Acción para la Integración Energética Regional, y se discute sobre la Estructura del Tratado Energético Suramericano. Bajo este contexto se reiteró el mandato de sus Ministros de Energía al Grupo de Expertos (UNASUR, 2008b).

renovables, así como también a administrar la tasa de explotación de estos recursos.

- ❖ La integración regional en busca de la complementariedad de los países, a partir del uso equilibrado de los recursos para el desarrollo de sus pueblos.
- ❖ El respeto a los modos de propiedad que utiliza cada estado para el desarrollo de sus recursos energéticos.

Conjuntamente, se mantiene la expectativa de avivar el efecto de derrame a esta integración energética, por lo que se espera que a través del éxito “augurado” se desencadene una lógica expansible que contribuya a extrapolar este proceso sectorial hacia otros sectores (Salomón, 1999, p.202). La razón se fundamenta en que se facilitarían en un primer instante los ejercicios de coordinación de políticas que necesita cualquier proceso de cooperación internacional -los cuales se dan generalmente como preámbulo a una integración-, y que permitirían observar los beneficios posibles de una relación mucho más profunda. Para esto, la integración energética ha tomado un puesto relevante frente a otras alternativas sectoriales, ya que ha tenido como punto de partida los diversos proyectos binacionales y ejercicios de cooperación generados desde la década de los ochenta dentro de la región. Además, se tiene también presente como experiencia ajena el caso europeo que, como se conoce, pasaron de la Comunidad Económica del Carbón y del Acero (CECA) y de la Agencia Europea para la Energía Atómica (EURATOM) hacia la Unión Europea²⁴. Bajo estas visiones conjuntas se tiene presente que las decisiones encaminadas a crear ámbitos de acción colectiva nunca quedan aisladas, sino que se convierten en acciones incrementalistas (Ibíd., p.203).

Pero cabe señalar, que el proceso de integración energético no es un proceso espontáneo, sino que se lo consideró desde un inicio como agente aglutinador dentro de la iniciativa para integrar totalmente a Suramérica, proceso global que se inició con la “Declaración de Brasilia” en el año 2000 (Ver Apéndice E.2), y al que se llamaría más tarde UNASUR de acuerdo a su Tratado Constitutivo en 2008. Tras su estancamiento, se reorientan los esfuerzos hacia el impulso de las integraciones sectoriales, para lo cual se toma al sector de la energía como posible detonante de las demás. Por tanto, se dio un cambio en el eje de gravedad de lo aparentemente comercial y económico hacia lo

²⁴ Para una exposición cronológica desde los orígenes del proceso de la Unión Europea, así como de los rasgos básicos, consultar Nieto (2005, p.257-280).

específicamente energético (González, 2008, p.11). De ahí que la integración energética recoge tanto las fortalezas y buenos propósitos del esquema de integración de UNASUR, así como los impedimentos y dificultades inmersas.

Ahora, es importante indicar que dentro de un estado o en cualquier espacio de integración, dado lo fundamental de la energía, deben existir espacios para generar debates de iniciativas y propuestas, para promocionar espacios plurales de diálogo, o para crear marcos regulatorios que trasciendan diferencias ideológicas. Para esto, se deberá contar con centros de análisis tecno-políticos destinados a la generación de ideas y estrategias, así como centros académicos de investigación. De la misma manera, haría falta promover el uso eficiente de energía, impulsar investigaciones conjuntas en temas energéticos entre los estados, y propiciar intercambios y transferencias tecnológicas entre pueblos e instituciones. Así que, para encaminar este conjunto de mecanismos es importante contar con políticas, programas y actividades de cooperación complementarios que permitan finalmente una integración energética plena.

Sin embargo, a pesar de conocer los factores que procurarían ganancias de estabilidad sistémica en el proceso de integración energética, como lo hubiese expresado Peña (2010, p.30), se observan desde el inicio de esta trayectoria rasgos principales de lo no necesariamente deseable o recomendable desde el punto de vista teórico, y menos aún de lo originalmente propuesto en los momentos fundacionales. Entre estas carencias se observa, además, la relativa debilidad de los mecanismos institucionales establecidos, una cultura a la precariedad de las reglas de juego, a veces notoria en el plano interno de países miembros, a veces de las experiencias acumuladas en los ámbitos de sus pasados proceso de integración regional (ALALC y ALADI, vistos más adelante) y que, indudablemente, afectan a las cualidades necesarias para que ellas sean percibidas como señales válidas por quienes adoptan decisiones de inversión en el plano empresario. De igual manera, entre las características no deseables figura el cambio, la volatilidad y la incertidumbre (Ibíd., p.31).

Ahora bien, como se expresó desde un inicio, el esquema de integración energético al no ser manejado con una orientación clara y con objetivos no bien definidos conllevaría a que este gran proyecto se encuentre lastrado, lo que hace que los

avances en las próximas décadas resulten cuando menos tímidos “Nuevos proyectos, viejos problemas” (Ríos, 2010, p.126). Por ello, es fundamental contar con un marco teórico dentro de este esquema de integración, esto servirá para orientar su análisis, observar sus fallas y eliminar dudas y confusiones acerca del significado real del fenómeno. Al contar con una concepción teórica clara y que nos ayude a observar el verdadero alcance que se obtendría de este proceso sectorial, consecuentemente, tendremos las herramientas suficientes para abordar un análisis profundo de este gran acuerdo y así realizar las debidas sugerencias.

1.5. Marco teórico para el análisis de la integración suramericana y su integración energética.

Como se ha dicho anteriormente, la integración energética suramericana es un subproceso que nace de un proceso más amplio y general como lo es UNASUR, por tanto, recoge sus fortalezas y buenos propósitos, pero también sus impedimentos, dificultades y, por qué no decirlo, hasta su posible estancamiento. Por ello, para entender la estructura teórica de este proceso sectorial energético es necesario también entender la estructura que lo engloba, en todo caso, el análisis a realizar debe ser conjunto y el marco teórico que los describe también.

En más de una ocasión se han escuchado diversas opiniones sobre el proceso de integración de UNASUR, como por ejemplo, “existe un cúmulo de diferencias ideológicas en su núcleo” (Frambes-Buxeda, 1993, p.271), “existe una convivencia de diversos modelos de desarrollo” (Contreras, 2008), “es un nuevo modelo de integración” (Solón, 2008, p.15), “es un nuevo paradigma de integración” (Acosta, 2008, p.39), o también, “la integración servirá para unir a los pueblos suramericanos y permitirá reducir los niveles de pobreza” (UNASUR, 2000). No obstante, la complejidad a que se llega a través de UNASUR, de sus procesos de integración subsectoriales inmersos, de los acuerdos de cooperación entre países, o de los acuerdos multilaterales o bilaterales que se derivan a través de sus marcos organizacionales respectivos, radican por la complejidad de las relaciones internacionales de los estados con los demás miembros y con las demás regiones.

Dichas complejidades nacen también de la concepción teórica variada del tratamiento comercial que tienen los estados en su interior y por el cual se elaboran sus acuerdos. Por otro lado, uno de los puntos que más ha acarreado disyuntivas dentro de los espacios de integración ha radicado principalmente en el nivel de soberanía que los estados se encuentran dispuestos a ceder que, para el caso suramericano, los países miembros se han opuesto a su renuncia bajo cualquier nivel²⁵. Y es en este punto que para una mejor comprensión de estas complejidades nos vemos en la necesidad de segregar al marco de la integración en cuatro cuerpos teóricos, de esta manera trataremos los problemas que se suscitan de formas separadas.

Por tanto, el primer cuerpo teórico abarca los grados de integración económica, estos avanzan en sus primeras fases en materia de intercambio comercial, pero en lo posterior se van incorporando otros aspectos que, ya en sus últimas instancias, incluyen planes y políticas comunes en lo económico, social, cultural y político. En este primer punto se reconoce que un proceso de integración, para que avance, puede hacer uso desde acuerdos puramente comerciales entre firmas privadas, pasar a través de acuerdos de cooperación entre estados o, en su mayor efecto, regirse bajo instancias supranacionales con supremacía legal hacia los estados miembros²⁶.

El segundo cuerpo nos permite distinguir las concepciones teórico-económicas con que se construyen estos procesos de integración. A la fecha han sido múltiples las concepciones teóricas que han enriquecido a las teorías de integración, como por ejemplo, las nociones de intercambio comercial legadas por Adam Smith y David Ricardo a finales del siglo XIX; y ya en la primera mitad del siglo XX, bajo un marco más liberal, se menciona la promoción de acuerdos bilaterales junto a la apertura de mercados y reducción de aranceles; para la segunda mitad del siglo XX, a raíz de la guerra fría, devienen otras características teóricas regidas a partir de la bipolaridad mundial existente en ese entonces, las cuales se marcarían o sobre una vía capitalista o una socialista. Mientras tanto, en nuestros días, diversos marcos heterodoxos se

²⁵ Según González (2008, p.26), esta situación se da por una generalizada desconfianza de los países de la región entre sí, pero que generan sus diversos acuerdos basados en un futuro prometedor, dado en un escenario de efectiva integración.

²⁶ Para autores como Frambes-Buxeda, A. (1993, p.288), la existencia de instituciones supranacionales no necesariamente garantiza que en una región ocurra un proceso de integración. El TLCAN fue generado por las empresas y otros intereses económicos privados. En sus comienzos no existían instituciones ni mucho menos acuerdos formales.

incorporarían a los conceptos de intercambio comercial y crecimiento económico, tales como desarrollo humano, desarrollo social²⁷, desarrollo ecológico²⁸ y sostenibilidad ambiental²⁹. Estos últimos enfoques, en conjunto, se encontrarían albergados dentro de la expresión de “desarrollo sostenible global”³⁰, concepto que relaciona las sostenibilidades de las dimensiones económica, social y ambiental³¹.

Bajo el tercer cuerpo teórico se tratan los niveles de integración política, es decir, se abarca el nivel de soberanía que de forma voluntaria los estados están dispuestos a ceder. Para autores como Salomón (1999, p.202), la integración política es un proceso gradual y acumulativo, a pesar de ello, el proceso no es necesariamente lineal, puesto que dentro del proceso de integración de la Unión Europea (UE), por ejemplo, ha habido avances y retrocesos en función de los compromisos realizados, en tal caso, su gradualidad ha sido fundamental. A diferencia de la UE, UNASUR fue constituido desde un primer instante con objetivos demasiado ambiciosos y con una complejidad de sumo calado, de hecho, se lo proyectó como un espacio de integración en lo político, económico y social, y como un proyecto geopolítico capaz de integrar los bloques de CAN y MERCOSUR³². Pero dada la complejidad del modelo, la falta de precisión en los instrumentos que exponen sus declaraciones, la carencia estructural e institucional que posee y la imposibilidad de arbitrar instrumentos políticos que hagan verosímil este proyecto no ha podido experimentar avances significativos. Ahora bien, la mayor de las complejidades dentro de este cuerpo teórico radica en la soberanía que

²⁷ En la Declaración de Río, surgida a partir de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (CNUMAD), se incorporan factores de desarrollo humano, social, y participación de la mujer, como elementos indispensables para alcanzar el desarrollo sostenible (CNUMAD, 1992).

²⁸ El desarrollo ecológico o ecodesarrollo, alude más a un llamamiento de protección ambiental y se encuentra inmerso dentro del concepto de desarrollo sostenible (Jiménez, 2000, p.93).

²⁹ Desde, la Conferencia de Estocolmo, en 1972 -sobre “Medio Ambiente Humano”-, hasta la Conferencia de Río, en 1992 -organizada por Naciones Unidas-, se va apreciando un proceso de acercamiento progresivo en la interpretación conjunta de los problemas de desarrollo y medioambiente (Jiménez, 2000, p.81). La integración ambiente-desarrollo se convierte en una nueva idea-fuerza que va aportando nuevas vías de análisis, y que define con mayor precisión la esencia de un nuevo estilo de desarrollo (Ibíd., p.83).

³⁰ De acuerdo a Jiménez (2000, p.94), el término de “desarrollo global sostenible” responde a un planteamiento con criterios de sostenibilidad integral (económica, social y ecológica).

³¹ El PNUD es el que promueve formalmente, en su informe de 1992, la integración del enfoque humano y el de sostenibilidad ambiental, con la propuesta de un nuevo enfoque integrador llamado “Desarrollo Sostenible Humano”, cuya prioridad se da en el ser humano. Y reconoce a la protección ambiental como vital para asegurar la viabilidad de los recursos naturales a largo plazo (PNUD, 1992, citado en Jiménez, 2000, p.93).

³² Para una mejor referencia, consultar Apéndice E.3, en el cual aparece el Tratado constitutivo de UNASUR. Se aconseja revisar específicamente el preámbulo, así como el art.2 y art.3

los estados están dispuestos, o no, a ceder bajo algún tipo de institucionalidad. En particular, de esto último depende la profundidad a la que se quiera acceder para llegar a un espacio de integración formal o para constituir un gran espacio de acuerdos, con el riesgo de que surja el también llamado “regionalismo disperso”³³, situación que debilitaría y agravaría su cohesión. “El spaghetti bowl resultante, según la conocida expresión de Jagdish Baghwatti, hace aún más perentoria la convergencia de normas entre distintos grupos” (Sanahuja, 2009, p.20).

Por último, una vez planteado estos tres cuerpos teóricos que nos permitirá descubrir criterios y elementos que nos permitan analizar el proceso de integración energética suramericana, se plantea un cuarto cuerpo teórico que albergará la revisión de los aspectos institucionales con la que se debe complementar un proceso de integración para que este tenga un desarrollo ascendente.

1.5.1. Primer cuerpo teórico: Grados de integración económica.

Entre sus principales exponentes se encuentra Balassa que, en su libro “Teoría de la Integración Económica”, presenta la “teoría unificada de la integración económica”. En ella realiza una distinción entre las varias formas de integración económica, tales como (a) área o zona de libre comercio, (b) unión aduanera, (c) mercado común, (d) unión económica y (e) integración total (1964, p.2). No obstante, a partir de la rica literatura que se ha expuesto del tema, así como de los conocimientos observados y plasmados en diferentes libros, véase por ejemplo, “La Unión Europea”³⁴, se encuentran ya resumidos aspectos importantes de cada etapa, por lo que ahora no parece necesario volver a detallar.

En síntesis, un proceso de integración económica se enmarcará como un proceso gradual de integración, cuyo último eslabón quedará conformado por una unión total. Es

³³ De acuerdo a lo expresado por Sanahuja (2009, p.20), el regionalismo disperso se trata acerca de la participación simultánea de los Estados miembros en negociaciones comerciales multilaterales, plurilaterales y bilaterales, cuyo resultado es incierto, en principio desarrollado bajo una estrategia que trata de disminuir el riesgo y la incertidumbre en materia de acceso a los mercados externos, pero termina debilitando la cohesión interna de la integración e impide su profundización, ya que suponen compromisos extraregionales que en ocasiones son contradictorios con la integración, en particular en materia arancelaria o de normas de origen.

³⁴ Para una mayor exposición de las diferentes etapas de integración, dentro de la evolución del ejemplo europeo y de los ajustes que aún quedan por realizar, se recomienda “La Unión Europea”, de Nieto (2001, p.68-72).

importante señalar que en cada eslabón cubierto se deberá efectuar algún grado de integración político, aunque la determinación de cada uno de ellos puede resultar problemática al no existir acuerdos sobre las formas políticas y económicas para la consecución de esos objetivos comunes (Vauble, 1994, p.231-232). Cabe esperar, por tanto, que bajo cualquier indeterminación importante que exista dentro del proceso de integración global, todo proceso subsectorial que se derive quede también marcado bajo estas indeterminaciones.

Debido a esto, dentro de la evolución de un proceso de integración regional se añoraría conseguir una definición precisa de sus objetivos y mecanismos, que guíen a cada acción y que las articule claramente. Ya sea que la integración regional perseguida se presente como una agenda básicamente comercial o que se oriente hacia una agenda de políticas comunes, con apoyo a la transformación productiva, a la competitividad internacional, a la promoción de la estabilidad económica y política, a la gobernanza democrática, a la provisión de bienes públicos regionales o a la seguridad energética, según palabras reflexivas de Sanahuja (2010, p.127). Alcanzar esa objetividad clara requiere de un proyecto político y un diseño institucional que permita integrar los legítimos intereses regionales, que dé encaje y reconduzca las iniciativas de integración, a su vez, sea lo suficientemente flexible como para admitir estrategias de inserción internacional sin olvidar el espacio político y los intereses económicos necesarios para la participación de otros países.

1.5.2. Segundo cuerpo teórico: Integración según enfoques teóricos.

No existe una división totalmente estricta de las diferentes teorías que engendra la integración de los estados, como se sabe, su evolución se configura a través de las experiencias mundiales suscitadas. En la segunda mitad del siglo XX, el mundo se dividió política y económicamente en dos bloques, el del Oeste, encabezado por EE.UU, y el del Este, encabezado por la Unión Soviética. En la década de los años cincuenta aparecen las primeras expresiones organizadas del denominado Tercer Mundo, el Movimiento de los no Alineados o Grupo de los 77, cuya finalidad fue presentar una postura frente al bipolarismo mundial de carácter político, económico y militar (Sánchez Ortiz, 2009, p.20). La aparición de los primeros bloques políticos-comerciales como la Comunidad Económica Europea y los países agrupados en la Asociación de Naciones

del Sudeste de Asia (ASEAN) fueron las primeras expresiones nacionalistas de una nueva estructuración de los centros hegemónicos.

Frente a la creación de estos bloques comerciales, y al considerarlos EE.UU como un atentado a su protagonismo mundial, surge el Tratado de Libre Comercio entre Canadá y EE.UU (CUSFTA), seguido al poco tiempo por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN). De hecho, se considera que el TLCAN surgió por la necesidad de hacer frente a los bloques ya constituidos en los ochenta, como eran los casos de la Comunidad Económica Europea y el de los Nuevos Países Industrializados Asiáticos (NIC'S)³⁵. Pero el choque de la globalización en las economías emergentes, la liberalización del comercio internacional, la redefinición del concepto de distancia y localización geográfica y la reestructuración de las estrategias competitivas de los países suponen una ruptura del concepto mercado, áreas de influencia comercial, producción local e, incluso, gestión empresarial y política respecto a la economía (Ibíd., p.24). Bajo esta concepción los países en desarrollo presentan una especie de enfoque o enfrentamiento “Norte-Sur”, cuyos teóricos consideran que los controles e influencias externas de los países centrales sobre los países periféricos son la causa principal del subdesarrollo. Esta discusión teórica fue producida principalmente por las ciencias sociales latinoamericanas en la década de los sesenta y setenta y generó una discusión controversial tanto en esa región como en Europa y EE.UU (Frambes-Buxeda, 1993, p.271).

Ya en la segunda mitad de los noventa el mundo asistió a sucesivas crisis financieras en países emergentes, junto a las nuevas amenazas del terrorismo internacional, el deterioro del medio ambiente, la desigual distribución de la riqueza y demás aspectos negativos de la integración mundial. Todo ello provocó un choque entre países con fragilidad comercial y países que las invaden bajo su concepción económico-feudal, aunque este choque no solo fue económico, sino también social y cultural. En este sentido, el siglo XXI se ha iniciado con intensos debates dentro de los espacios de integración, sobre todo desde las perspectivas que genera el proceso globalizador del cual son parte.

³⁵ Los Nuevos Países Industrializados Asiáticos (NIC'S), se corresponden con Corea del Sur, Taiwán, Singapur y Hong-Kong.

En todo caso, sobre estos diversos enfoques que surgen a partir de los diversos procesos de integración regional y mundial se torna ahora importante realizar una distinción entre las tendencias teóricas que rigen los enfoques de integración regional y que, en la medida de lo posible, se ajusten al caso suramericano. Según Frambes-Buxeda (1993, p.270), las teorías podrían dividirse en dos vertientes como son: (a) Economía clásica, y de ella la liberal, neo-liberal y estructuralista, y (b) la llamada economía política, de la que se deriva la marxista y neo-marxista. Sin embargo, la autora añade que las dos vertientes no se excluyen totalmente ya que existen puntos de tangencia, lo que deriva que muchos teóricos combinen diferentes aspectos para tratar de responder otras inquietudes. Aunque aconseja no dejar de visualizar la elaboración teórica de la integración sobre las discusiones que se han generado en los países en vías de desarrollo, los cuales añaden conceptos como la teoría de la dependencia y la teoría del desarrollo económico.

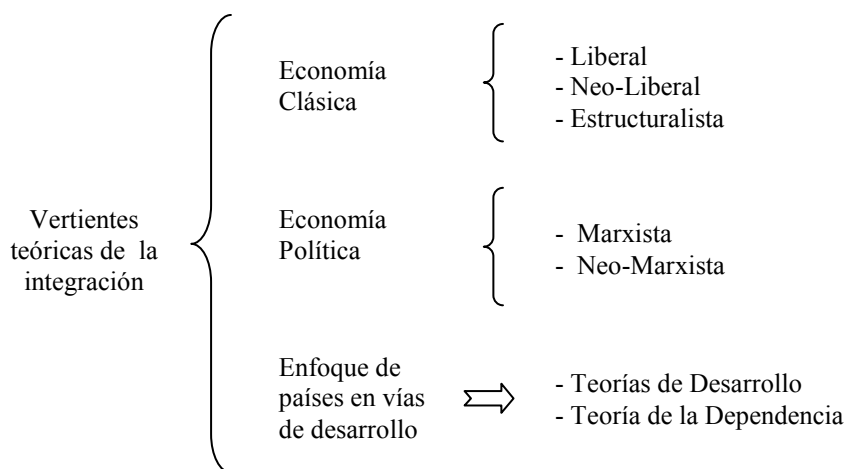
Por un lado, se conoce que la teoría de desarrollo³⁶ en general plantea como se moderniza e industrializa un país, lo que le lleva a alcanzar mejores niveles de vida, educación, salarios y otros aspectos que propenden a una existencia humana próspera y eficiente (Ibídem). Por otro, la teoría de la dependencia³⁷ apunta hacia las relaciones desiguales entre países industrializados y países en vías de desarrollo, lo que saca a la luz el enfrentamiento Norte-Sur y la Cooperación Sur-Sur. En nuestro caso, dentro de la clasificación se optará por el enfoque de los países en vías de desarrollo como tercera vertiente para una mejor explicación de nuestro tema. La figura 1.2 nos muestra las vertientes citadas.

A partir de esto, dado que los enfoques teóricos de integración latinoamericana que surgen de estas vertientes han sido múltiples, variados y con trayectorias históricas

³⁶ La teoría económica del desarrollo, también llamada economía del desarrollo, es la rama de la ciencia económica que se ocupa de los problemas de los países no desarrollados, así como de las políticas y estrategias necesarias para que esos países consigan superar esos obstáculos (Bustelo, 1999, p.19). A su vez, esta teoría que se enmarca dentro del enfoque heterodoxo, el cual se encuentra contrapuesta al enfoque ortodoxo proveniente del mundo anglosajón (Ibíd., p.11-15).

³⁷ Para conocer brevemente sobre el desarrollo histórico de la Teoría de la Dependencia se aconseja Farrugia (2000, p.280-282). Dentro de la lectura se aborda el carácter Neo-Marxista impregnada en dicha teoría. Reconoce dos fuentes dentro de esta línea, la de Paul Baran y la de André Gunter Frank, las que explican las distintas versiones al interior del mismo. Se aconseja también “Teorías Contemporáneas del Desarrollo Económico” (Bustelo, 1999, p.203-216), en ella se presenta, de igual manera, el desarrollo histórico (1957-1969) de dicha Teoría, y además de presentarlo a Paul Baran como precursor, se analiza las aportaciones realizadas por autores latinoamericanos.

propias, creemos que su discusión debe enmarcarse más sobre las teorías principales surgidas dentro de la propia región.



Elaboración propia.

Figura 1.2.- Vertientes teóricas de la integración según concepción teórica.

Por tanto, se especifican en un primer instante dos modelos clásicos de integración para su revisión, como son: la integración neoliberal y el regionalismo abierto. Adicionalmente, se trata una tercera tendencia de integración que versa sobre un regionalismo posliberal y que se inaugura junto con los nuevos gobiernos de izquierda y los nuevos liderazgos regionales que, con estrategias contrapuestas a los modelos preexistentes, promueven una mayor autonomía de la región en el conjunto del sistema internacional (Sanahuja, 2010, p.84). En particular, el modelo presentado por UNASUR, el cual se lo ha denominado “integración integral” (Contreras, 2007 y UNASUR, 2006b, #1), pone en el mismo nivel de importancia y jerarquía las agendas económica, social, política y ambiental, a su vez, el modelo se fundamenta en el desarrollo humano sustentable y equitativo, sopesa las dimensiones sociales, políticas, de seguridad, de desarrollo sostenible y enfatiza la importancia de las políticas comunes en campos como la energía y la infraestructura, en contrapunto, se opone al énfasis de la liberalización comercial promovido por el regionalismo abierto.

Integración neoliberal.

Este tipo de integración cae dentro de la vertiente de la Economía Clásica (liberal), aquí la integración pasa a ser una herramienta para la exclusión del

proteccionismo estatal. “Si el comercio libre no era del todo viable a nivel mundial, la integración permitiría el libre comercio a nivel regional” (Frambes-Buxeda, 1993, p.274).

Autores como De la Reza, (2003, p.308) encasillan a este modelo como el modelo norteamericano, en él no se tiene por objetivo la creación de instancias supranacionales, sino más bien, pretende el logro de una amplia cobertura de vínculos económicos. Este rasgo, por ejemplo, se observa específicamente en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), posteriormente llamado TLCAN Plus (Ibíd., 2003, p.309). Otro ejemplo de este modelo de integración fue el Tratado de Libre Comercio de las Américas (ALCA), el cual fue designado como la expansión del TLCAN hacia el resto de estados del continente americano -con excepción de Cuba-. Este modelo intentaba fomentar la privatización y descentralización dentro del esquema neoliberal, a pesar de ello, el proyecto que empezó con la propuesta del Presidente de EE.UU, George Bush (padre), en 1994 (CLAES y D3E, 2003, p.4), entró en completa crisis en Mar del Plata (Argentina), en 2005, hasta el punto en que se lo consideró un proyecto muerto³⁸. El debate que surgió a partir de este tipo de modelo de integración promovió intensas polémicas políticas e ideológicas respecto a cuestiones que afectaron directamente a aspectos sensibles dentro de los espacios de integración regional, como las estrategias de desarrollo y las modalidades de inserción internacional.

En tal caso, este esquema teórico sólo ve en sus acuerdos una unificación del tipo económico y comercial, en este sentido considera a la integración en términos de una zona de libre comercio, una unión aduanera o un mercado común y da por hecho que el bienestar económico causará efectos sociales favorables (Frambes-Buxeda 1993, p.274-275). De acuerdo a Cienfuegos (2010, p.277), este tipo de acuerdos los preconiza Estados Unidos con sus socios latinoamericanos y caribeños, del cual se pretende un tipo de asociación confinada al comercio exclusivamente. Frambes-Buxeda (1993, p.289), agrega también que otra característica específica del modelo es que su regulación lo genera la industria monopólica privada, que se da más a nivel de

³⁸ La pretendida cara de la unidad de América Latina, a través del acuerdo, chocaron contra los intereses comerciales muy distintos dentro de la propia región. Mientras unas naciones estaban a favor, otras buscaban su retraso, pues les interesaba mantener su diversificación exportadora. La diversidad de posiciones contrarias aumentaban al reconocer que la situación de varias naciones, bajo este formato liberal, había deteriorado su situación económica, política y social (CLAES y D3E, 2003, p.6).

planificación espontánea y de corto alcance y, en cuya situación, la implicación del gobierno es muy limitada, por lo que en la práctica no se logran eliminar las desigualdades del desarrollo económico entre los países participantes.

Regionalismo abierto.

Desde principios de los noventa, los distintos estados latinoamericanos optaron por estrategias regionalistas para responder a la necesidad de mejorar su inserción en el sistema internacional, a su vez, dichas estrategias les permitirían afrontar los distintos desafíos económicos, sociales, políticos y de seguridad, todos ellos agudizados por las dinámicas emanadas por la globalización. Estas estrategias regionalistas se relacionaron en particular bajo el denominado regionalismo abierto (Cienfuegos y Sanahuja, 2010, p.13), el cual se identifica dentro del período de 1990 a 2005 como etapa o ciclo coherente en la integración regional (Sanahuja, 2009, p.11). Para autores como Sanahuja (2010, p.87), la crisis que afectó a la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y al Mercado Común del Sur (MERCOSUR) permitió considerar agotada esta etapa de integración, además, se añade que “...un indicador de la crisis fue el intenso debate que atravesó la región sobre la conveniencia, la racionalidad, el contenido y objetivos de la integración económica y el regionalismo como estrategia de integración...”, y que fue acentuado “con el nuevo ciclo de gobiernos de izquierda que promueven una mayor autonomía de la región en el conjunto del sistema internacional” (Ibídem). No obstante, puede decirse que aún existen presentes características regionales de aquel modelo que se dieron con la proliferación de acuerdos sur-norte entre estados latinoamericanos con los Estados Unidos y con Europa.

Bajo una concepción histórica, el regionalismo abierto nació en América Latina con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), el cual promovió este modelo a principios de los 90'. La CEPAL desde los 60' ha presentado dos reformulaciones de su visión teórica, por un lado, el modelo neoestructural como respuesta alternativa a los procesos de ajuste impulsados durante los 80' y, por otro, el regionalismo abierto surgido en los 90'. Este último enfoque se encontraría, según la CEPAL, asociado con la estrategia latinoamericana de inserción en la economía mundial (CEPAL, 1994). Sobre el modelo neoestructural, se alimentó de una revisión crítica del enfoque estructural que implementó el modelo de Industrialización

Sustitutiva a las Importaciones (ISI) entre 1960 y 1980 (Farruggia, 2000, p.287), aquí se reconoció como base de los problemas estructurales del desarrollo latinoamericano a unas exportaciones regresivas, a un patrón productivo heterogéneo, desarticulado y vulnerable, a su vez, el modelo planteó entre los problemas estructurales la persistente concentración del ingreso que excluía a gran parte de los sectores sociales. Por tanto, este modelo puso al estado a cumplir un rol relevante en la planificación de la estrategia global, y lo involucró en el campo de la competitividad, de la innovación y en la corrección de los efectos socialmente negativos dentro de la dinámica económica. Para esto, se valdría de mecanismos de regulación, protección, compensación en terrenos de la educación, sanidad y vivienda. A pesar de lo mencionado, el modelo neoestructural no había otorgado suficiente atención a temas como las políticas económicas de corto plazo, además, subestimó cuestiones monetarias y financieras y presentó una confianza acrítica sobre las bondades del estado y del intervencionismo económico (Ibídem).

Luego de esto, en 1994, la CEPAL pone en circulación un planteamiento ciertamente diferenciado de sus propuestas tradicionales, en el se expresa la conveniencia de que los países deberían practicar un regionalismo abierto (Novelo, 2001, p.135), consecuentemente, esta propuesta nace además como una alternativa frente al modelo de integración neoliberal ALCA. Y aunque la CEPAL planteó al regionalismo abierto como un modelo alternativo con dotes de integración radical no dejó de tener característica de impronta neoliberal (De la Reza, 2003, p.301). Es así que, el regionalismo abierto marca el reemplazo de la integración con el socio natural³⁹ por socios regionales y extra-regionales (Ibíd., p.300).

Para autores como De la Reza (2003, p.301), la debacle del modelo de regionalismo abierto se debió a que fue un modelo totalmente excluyente de medidas en el campo social, político y de poder, en el cual no se contempla la planificación en el mediano ni largo plazo, lo que representa una extensión del Consenso de Washington y cuyo principal objetivo fue la búsqueda de compatibilidades con la Organización Mundial del Comercio (OMC). Es por ello que el debate surgido acerca del modelo, frente a su crisis, no fue enteramente ideológico, sino que dependió en gran medida del tipo de integración referido, el cual se circunscribió al terreno puramente comercial. Por

³⁹ El socio natural es, técnicamente, aquel país vecino con el cual el comercio recíproco es superior a 25%.

otro lado, Sanahuja (2010, p.90), expone que el agotamiento del regionalismo abierto como estrategia de integración se debió a que fue un modelo muy exigente⁴⁰, pues no se limitó a la mera liberalización comercial, sino que abarcaba políticas comunes en distintos ámbitos que incluían la convergencia macroeconómica, el tratamiento de las asimetrías y aquellas que contribuían a promover efectos dinámicos sobre la transformación productiva y la competitividad internacional. Además, expresa, que el modelo suponía la creación de un marco institucional y normativo, de hecho, revela que la estrategia del regionalismo abierto se aplicó de forma parcial y selectiva, y puso el énfasis más en la “integración negativa” que en la “integración positiva”⁴¹. Pero aún así su resultado fue desigual, lo que hizo que persistieran en la región barreras no arancelarias y de otra índole tanto en bienes como en servicios. Y fue aquí, en la evolución del comercio inter e intra regional, donde se puso de manifiesto los logros y limitaciones del modelo, cuyos resultados desiguales tuvieron relevancia en términos de desarrollo, pues el patrón exportador de los diversos países se basó en productos primarios. Añade además, que el agotamiento del modelo tuvo una dimensión institucional con el intergubernamentalismo (visto más adelante), el cual promovió un regionalismo ligero.

Integración Integral.

Como se expuso anteriormente, la crisis que afectó en particular a la CAN y al MERCOSUR permite considerar agotada la etapa de regionalismo abierto, por consiguiente, surge un nuevo marco con nuevas propuestas que, según Sanahuja (2009, p.11), se pueden caracterizar como posliberales y cuya finalidad será, una vez más, conseguir articular un espacio económico y político regional. Una de estas expresiones es la emprendida dentro del marco de la “Unión de Naciones Suramericanas” (UNASUR), la misma que está realizada bajo una lectura de integración regional⁴² “Resulta difícil caracterizarlo como un marco de integración económica, en el sentido

⁴⁰ Sanahuja, critica duramente la consistencia del modelo de “regionalismo abierto” o “nuevo regionalismo”, expresa “en una aparente paradoja, pretende crear capacidades de regulación para hacer frente a los desafíos económicos y de seguridad internos y externos que generan la globalización y la regionalización, pero al mismo tiempo contribuye a profundizar ambos procesos, al estar basado en políticas de liberalización económica interregional con una baja protección externa” (2009, p.12).

⁴¹ La integración negativa se corresponde más con la liberalización comercial intragrupo, mientras que la integración positiva se centra en las políticas comunes y la construcción de instituciones.

⁴² La integración regional contemporánea, es redefinida como aquella estrategia al servicio de ese “Estado desarrollista” y no como instrumento para gestionar la globalización, mejorar su gobernanza, o ser el marco de políticas regionales proactivas para mejorar la posición de cada país en ese proceso, y que no se reduce a la lectura anti-neoliberal vigente en la región (Sanahuja, 2009, p.23).

más habitual que se ha dado a esa expresión en América Latina, por lo que sería más correcto caracterizarlo como una expresión del regionalismo posliberal” (Sanahuja, 2010, p.108). En esta línea, la nueva etapa de integración en Latinoamérica se caracteriza por un discurso neo-nacionalista, con la consiguiente revaloración del principio de soberanía en algunos países latinoamericanos, lo que apuntala el nacionalismo energético como instrumento importante para el desarrollo de los pueblos y, sobre todo, se la pronuncia bajo una visión con el retorno del estado, para lo cual se vuelve a confiar en sus capacidades reguladoras.

A pesar de esto, este tipo de expresiones regionalistas, según Sanahuja, deberán coexistir con los acuerdos sur-norte y el decantamiento de algunos países hacia estrategias radiales de inserción internacional, por lo que no se la puede tomar como iniciativas reales de integración “A lo sumo, el momento actual podría ser caracterizado como un período de transición, sin modelos claros, un mayor grado de politización de las agendas y, como consecuencia, más dificultades para generar consensos” (2009, p.24). Independientemente de ello, Suramérica trata de definir su propio modelo de integración, trata de adaptarse a las complejidades existentes e intenta dar respuestas sólidas a las enormes desigualdades de la región. Mas el problema que surge es que los países suramericanos no presentan una percepción y posición común respecto a su inserción internacional y a sus vinculaciones con el resto de regiones, a su vez, adoptan diferentes estrategias de inserción internacional lo que conduce, consecuentemente, a ampliar las divergencias entre ellos y a condicionar su integración regional (Mellado, 2010, p.360).

En este punto, la pregunta que surge ahora es si efectivamente nos encontramos ante un nuevo modelo o paradigma de integración con características propias suramericanas, como así lo definen las diversas declaraciones de UNASUR. En principio, es un nuevo diseño geopolítico regional, con visión propia, donde se intenta redefinir en clave suramericana el regionalismo y sus mecanismos de inserción internacional. Aunque la complejidad que la envuelve hace que el modelo se encuentre y se encontraría por muchos años más en papel, dentro de dichos tratados constitutivos. De hecho, las interrelaciones propuestas en sus diversos y múltiples campos, sus enormes compromisos realizados con el desarrollo, las diversas estrategias radiales

promovidos individualmente por sus estados miembros en su inserción internacional, la proliferación de acuerdos de cooperación binacionales, la carencia institucional que posee UNASUR y el carácter intergubernamental que rigen a su pobre institucionalidad permiten visualizar un largo camino por recorrer.

Cabe aclarar, que dentro de esta nueva tendencia posliberal a este modelo, a pesar de las carencias analizadas, se lo ha denominado integración integral, el cual alberga un concepto de “integración profunda con desarrollo integral sostenible”⁴³. En todo caso, el término integración integral ha sido tomado del contenido de la Declaración de Cochabamba, en 2006. “El objetivo último de este proceso de integración es y será favorecer un desarrollo más equitativo, armónico e integral de América del Sur” (UNASUR, 2006b, #1), además, ha sido tomado de autores como Contreras (2007), quien potencia dicha expresión. Por otro lado, el término integración profunda, que intenta explicar este tipo de modelo, se acuña después de ser escuchado con fuerza a partir del Documento Final realizado por la Comisión Estratégica de Reflexión⁴⁴ y del Tratado Constitutivo de UNASUR, en cuyos principios rectores para esta integración, menciona, el “...irrestricto respeto a la soberanía; integridad e inviolabilidad territorial de los Estados; autodeterminación de los pueblos; solidaridad; cooperación; paz; democracia; participación ciudadana y pluralismo; derechos humanos universales, indivisibles e interdependientes; reducción de las asimetrías y armonía con la naturaleza para un desarrollo sostenible;” (UNASUR, 2008). Así mismo, como punto aclaratorio el término integración profunda hace una clara diferenciación con el concepto formulado por otros autores que lo enmarcan más con los conceptos del regionalismo abierto (De la Reza, p.229).

Entre los objetivos que persigue este concepto de integración integral, con perspectiva suramericana, se encuentra el alcanzar los múltiples campos derivados del concepto de desarrollo integral sostenible, además, trata de incorporar al proceso mecanismos de cooperación, creación de infraestructura, seguridad energética y

⁴³ En la sección 1.2, se analiza la interrelación existente entre integración y desarrollo sostenible, así como el concepto mismo bajo sus vectores de desarrollo.

⁴⁴ En diciembre del 2005, en la reunión extraordinaria de Montevideo de los presidentes Suramericanos, surgió la necesidad de crear la Comisión de Reflexión constituida por representantes personales de los presidentes. Mantuvo este grupo la tarea de producir un documento de reflexión para ser sometido a la II Reunión de Jefes de Estado a finales del 2006. El documento emitido fue denominado “Un nuevo modelo de Integración de América del Sur. Hacia la Unión Suramericana de Naciones” (UNASUR, 2006a).

articulación de políticas entre muchas otras. Con respecto a ser un nuevo enfoque con características propias, queda asentado este punto en el Documento Final de la Comisión Estratégica de Reflexión, en su capítulo uno, el cual lo declara como “un nuevo modelo de integración con identidad propia, en medio de la diversidad y las diferencias, que permita construir la ciudadanía suramericana” (UNASUR, 2006a). Paralelamente, este nuevo esquema es ratificado en la Declaración de Cochabamba en su capítulo uno “Un nuevo modelo de integración para el siglo XXI”, en el que se expresa “Nos planteamos un nuevo modelo de integración con identidad propia, pluralista, en medio de la diversidad y las diferencias...” (UNASUR, 2006b). Es así que, esta expresión de integración intenta responder a los criterios de sostenibilidad integral, en su dimensión económica, social y ecológica, por lo que se convierte en una respuesta a la búsqueda de un concepto de integración enriquecido y que ha venido evolucionando bajo el enfoque que subyace ante la teoría del desarrollo sostenible. A esto, se suma las iniciativas de integración energética como parte del modelo que acompañan y potencian las posibilidades de una amplia estrategia de integración regional, aunque de acuerdo a las señales que emanan los diversos acuerdos, la integración misma se extiende cada vez más al ámbito energético (Bodemer, 2010, p.179).

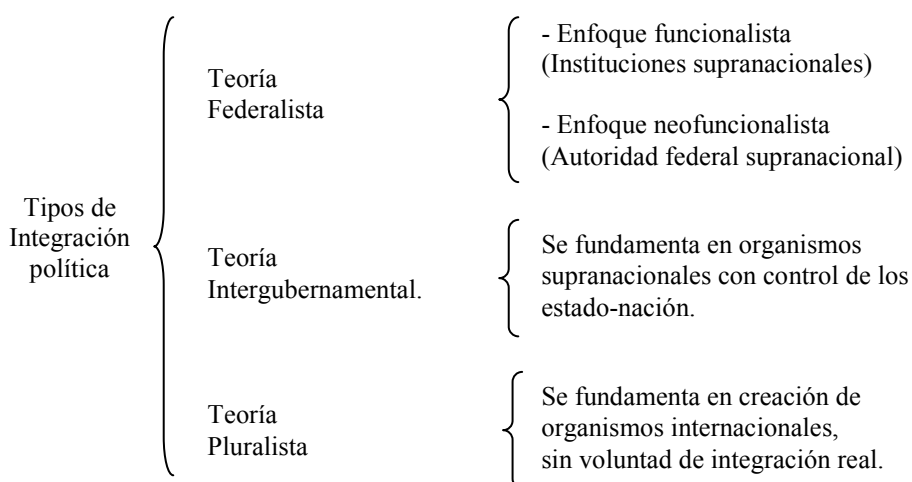
Lo que sí es patente dentro del modelo es la voluntad de los países miembros por establecer una estructura de carácter permanente para promover un diálogo estructurado, bajo la concertación de políticas en las diversas áreas que los cubren. Aunque como modelo de integración, sus metas económicas y comerciales quedan diluidas ante una agenda amplia de objetivos que, en este sentido, se opta por una formulación que elude cuidadosamente cualquier mención a una integración económica y comercial. Por tanto, se plantea como uno de los principales instrumentos a la cooperación para lograr el avance y la consolidación de un proceso innovador, dinámico, transparente, equitativo y equilibrado, y con el que se contemple un acceso efectivo hacia el crecimiento y al desarrollo económico, con el cual se pueda superar asimetrías mediante la complementación de las economías de los países, que permita promocionar el bienestar de todos los sectores de la población, y consiga, entre otras cosas, una integración industrial y productiva (Sanahuja, 2010, p.108).

Desde luego, más allá de todas estas buenas intenciones que presenta el nuevo enfoque de integración suramericano, las que serán a su vez extendidas a los diversos campos e iniciativas que se derivan de él, no cabe duda que su concepto se convierte en uno ideal al relacionar un sin número de variables que lo hacen complejo y de difícil visualización, tanto en el corto como en el mediano plazo. Esto a su vez exige enormes esfuerzos hacia el futuro que, para sacarlo adelante, se deberá crear un complejo entramado de procesos, actores, caminos y mecanismos institucionales y, sobre todo, deberá ser construido bajo la formulación de una institucionalidad con reglas claras frente a las diversas concepciones teóricas que presenta CAN, MERCOSUR y cada uno de los doce estados miembros. También es necesaria la definición de ciertas divergencias en el interior de la región, como lo habría ya definido Mellado (2010, p.360), pues la integración suramericana ha oscilado entre la propensión a la unidad y a la fragmentación y, en la actualidad, converge hacia dos procesos. El primero, adaptativo al mundo global, que se deriva de los compromisos asumidos con los organismos multilaterales y, el segundo, reactivo frente a la globalización como característica inherente al tiempo en que vivimos. Dentro de estas estrategias de integración se reconocen también otras particularidades que incluso podrían ser vistas como debilidades, de ello, se menciona el carácter intergubernamental de sus instituciones, la complejidad de su agenda externa desde que las negociaciones son múltiples, la primacía de la naturaleza comercial en las relaciones internacionales pese al avance en otras dimensiones, la incapacidad de avanzar a grados más profundos de integración y el déficit democrático por la ausencia de canales efectivos de participación ciudadana (Ibídem).

1.5.3. Tercer cuerpo teórico: Integración política.

Para avanzar con la creación del marco teórico para nuestro análisis, abordamos ahora el tercer cuerpo teórico, éste discute los diferentes tipos de integración perseguidas en función del nivel de soberanía que los estados están dispuestos a ceder. Aunque han sido múltiples las teorías expuestas, abordaremos tres teorías para nuestro enfoque suramericano como tema de discusión. La primera, llamada teoría federalista de la cual surgen el planteamiento funcionalista y el neo-funcionalista, enfoques basados en torno a instituciones supranacionales y a una autoridad federal supranacional, respectivamente. También tenemos la teoría Intergubernamental como

consecuencia de la crítica a las anteriores, en ésta se acepta la creación de instancias supranacionales con cesión de algún grado de soberanía, pero en ella, los estados supervisan la acción de estas instituciones y anteponen sus intereses particulares. Adicionalmente, a las teorías descritas se le agrega la denominada teoría pluralista, en la que yace un tipo de integración a partir de organismos internacionales sin ninguna voluntad real de integrarse, pero despliega una serie de vínculos para la cooperación internacional. Esta clasificación puede ser observada en la figura 1.3.



Elaboración propia.

Figura 1.3.- Niveles de integración política.

i. Teoría Federalista.

La teoría federalista implica la cesión de una parte de la soberanía de un país hacia organismos supranacionales. Es decir, este tipo de integración implica de antemano una perspectiva institucionalista y de economía política (Cohen, 1980), y, como se expresó anteriormente, esta teoría alberga tanto el enfoque funcionalista y neofuncionalista.

Enfoque Funcionalista.- El principal exponente de esta teoría fue Mitrany, quién fundamentó su contenido teórico con el creciente auge que tuvieron las organizaciones internacionales a partir del siglo XIX. El punto de partida era la idea de la incapacidad del estado para satisfacer necesidades básicas como la seguridad y el bienestar, mientras que la creciente presencia de tareas técnicas en el ámbito nacional e internacional hacía imposible su participación. La solución se basaría en la cooperación

e integración internacional que llevaría a la creación de una red de organismos internacionales que se encarguen de gestionar determinadas tareas (Mitrany, 1943, p.93). Dentro de esta teoría se desarrolla un elemento importante, que es el concepto de “Doctrina de la ramificación” o “Concepto de Derrame” o “Spillover”; se refiere a que todo proceso concreto de integración posee una lógica expansiva que contribuye a extrapolar esas experiencias, sus beneficios y sus métodos hacia otros sectores. En un primer momento el “Derrame” se daría entre sectores técnico-económicos afines y la integración en aquel sector determinado necesitaría a su vez la integración de los procesos adyacentes para convertirse en óptima.

Las investigaciones sobre el funcionalismo surgen desde mediados de los sesenta a partir de que los investigadores empezaran a cuestionar las hipótesis realistas y a proponer un nuevo enfoque para abordar el estudio de la política internacional. Como se conoce, la teoría realista se fundamenta en que los gobiernos actúan racionalmente, pues tienen preferencias consistentes y ordenadas, además, calculan sus costos y beneficios de sus diversas alternativas a fin de maximizar su utilidad a la luz de las preferencias y percepciones sobre la naturaleza de la realidad. Por ello, los realistas asumen como fundamento que el sistema internacional está basado en el estado-nación, mientras que la política internacional es esencialmente conflictiva, siempre basada en la lucha conflictiva por el poder en un estadio anárquico en el que los estados-nación inevitablemente utilizan sus habilidades para sobrevivir.

Pero a partir de 1971, autores como Keohane, Nye (1988) y otros estudiosos como Kaiser, Burton, Coplin, Mills y O’Leary, cuestionan los supuestos realistas donde el estado sea el principal actor en las relaciones internacionales o en el que la política mundial sea esencialmente una lucha por el poder (Sánchez Ortiz, 2009, p.52). Esta crítica se dio tras la aparición de actores no estatales o transnacionales independientes; actores que no pertenecían a ningún estado, sean capitales de inversión o corporaciones multinacionales que tienen repercusión en la conducción de la política mundial. Consecuentemente, surge la necesidad de los estados por integrarse, y lo hacen porque en ello ven la oportunidad de aumentar el bienestar de sus ciudadanos o simplemente lo ven como una cuestión de interés nacional, en síntesis, la necesidad de integrarse nace de una necesidad funcional.

Autores como Barrera (2004), expresan que las limitaciones del funcionalismo y del proceso de integración se corresponden con variables que no incorporan la teoría, y que influyen en el éxito o fracaso de la evolución del proceso funcionalista de integración. Joseph Nye plantea cuatro condiciones que estima como claves y que influyen en la naturaleza y la subsiguiente evolución del proceso de integración. La primera, simetría o igualdad económica de unidades, cuyos indicadores como ingreso per-cápita y el PIB parecen de importancia relativa mayor en los procesos de integración entre estados menos desarrollados que para el caso de los estados altamente desarrollados. La segunda, valor de la complementariedad de la élite, en ella se considera de importancia que los grupos de élites, dentro de las entidades que se integran, piensen igual y se sepa el grado de integración al cual se quiere llegar, aunque se sostiene, también, que élites que han trabajado juntas eficazmente en una situación transnacional puedan abrazar políticas divergentes que no conducen a la integración; esto se debe a que los burócratas nacionales son cautos ante la integración por la posible pérdida de control nacional. La tercera, pluralismo⁴⁵, del cual se estima que a mayor pluralismo, mejores son las condiciones para la integración. Y, finalmente, la cuarta condición, capacidad de los estados miembros de adaptarse y responder, ya que cuanto más alto es el nivel de estabilidad interna de las unidades y mayor el grado de gobernabilidad, más probable es que puedan participar eficazmente en una unidad de integración mayor.

La importancia de estos cuatro puntos es fundamental, pues se podrían tener instrumentos jurídicos adecuados, pero si existen problemas de gobernabilidad, un rol deficiente de partidos políticos, inestabilidad y caos económico esto generaría un desfase permanente entre objetivos de integración y concreción (Holzmann, 1995, p.17). Barrera (2004), añade que es indiscutible que la integración afecte a entidades políticas soberanas por lo que los estados, como actores principales de la integración, deberán definir de manera clara los objetivos estratégicos como condición necesaria para mantener y concretar la voluntad política “Si un país no tiene objetivos definidos que velen por su real interés nacional en el mediano y largo plazo, y además carece de una

⁴⁵ El pluralismo en términos políticos representa la tendencia a reconocer y permitir la expresión, organización y difusión de diferentes opiniones, incluso las opositoras a las gubernamentales dentro de la dinámica de las sociedades democráticas.

adecuada conducción político-estratégica, podemos señalar que la integración es prácticamente imposible”. En general, lo importante de la teoría funcionalista es la ruptura con las ideas realistas, fundamentalmente, rompería con la concepción de que el sistema internacional no sea centrado solamente en los estados-nación que tienden a competir entre sí, más bien, convierte a esta teoría en una herramienta que evitaría posibles conflictos.

Enfoque Neo-funcionalista.- El máximo exponente de esta teoría fue Ernst Haas que expuso un objetivo federal más claro para el proceso. Argumenta que el estado-nación, de igual manera que el enfoque funcionalista, es inadecuado y por ello asume una meta federal, no la de unas meras “transacciones aterritoriales descentralizadas” (Haas, 1968, citado en Salomón, 1999). En todo caso, aquí la estrategia de integración es similar a la funcionalista, pero a diferencia, los neo-funcionalistas creían que el éxito de la integración dependía más de las actitudes de las élites políticas que de los tecnócratas, ya que, estos últimos, tienden a politizar los fines técnicos del proceso de integración, mientras que la integración se consolida cuando los actores que participan en dicho proceso se dan cuenta que sus intereses son mejor satisfechos si forman parte de una organización mayor (Arana, 2006). Por tanto, bajo esta perspectiva la integración política es el proceso por el cual los actores políticos de diferentes entornos nacionales son llevados a trasladar sus lealtades, expectativas y actividades políticas hacia un nuevo centro, cuyas instituciones poseen o exigen la jurisdicción sobre los estados nacionales preexistentes. Además, el resultado final de un proceso de integración política es el de una nueva comunidad política, sobre impuesta a las comunidades políticas preexistentes (Haas, 1968, citado en Canovas, 2002, p.4).

En términos generales, la teoría neo-funcionalista se desarrolló fundamentalmente por politólogos estadounidenses. Esta teoría se vio beneficiada por el rigor conceptual que la ciencia política americana se esforzaba por alcanzar en ese momento (décadas de los cincuenta y sesenta), de ahí, el hincapié en un federalismo férreo. Como factor común, al igual que los funcionalistas, los neo-funcionalistas consideraban que la integración es un proceso gradual y acumulativo, pues tiene lugar mediante el establecimiento progresivo de vínculos entre los distintos sectores socioeconómicos, por tanto, compartían el elemento analítico central del “Concepto de

Derrame” (Salomón 1999, p.202). Con respecto a la implementación de este tipo de integración en Suramérica, se la descartó completamente, aunque se la hizo mención por la importancia que supuso su planteamiento, ya que en la actualidad aún se escucha algún planteamiento de este tipo como opción dentro del entramado político suramericano.

ii. Teoría intergubernamental.

Para su mejor entendimiento, cabe señalar que sus antecedentes se definen a partir de Hoffman, el cual fue un exponente realista conocido a través de sus críticas al modelo supranacional. Pero al pasar de los años, fue acercándose al pensamiento liberal-transnacional, a la aceptación de la utilidad del concepto de “régimen internacional” y, finalmente, este autor lleva una nueva propuesta para ser aplicada al estudio de la construcción europea y fue así que se aparta de los realistas más clásicos “Las relaciones entre la comunidad y sus miembros no son un juego de suma cero; la comunidad ayuda a preservar la nación-estado mucho más de lo que les obliga a marchitarse” (Hoffmann Stanley, 1982, p.21). Desde otro punto, Robert Keohane proponía también un paradigma alternativo al realismo, el de “política mundial”, al entender que el paradigma realista no era capaz de analizar fenómenos como el de las relaciones transnacionales (Keohane y Nye, 1971, citado en Salomón, 1999, p.209), posteriormente, se acercaría a una reformulación neo-realista que expresaría que el realismo debe complementarse con teorías que señalen la importancia de las instituciones internacionales. A su vez, para finales de los ochenta, Hoffman, reconoce el fracaso predictivo de sus teorías previas y junto con Keohane propondrían una nueva aproximación que dio origen al intergubernamentalismo institucional, que reconoce que la soberanía puede ser compartida, o ponerse en común, en áreas que son claves para el interés nacional de los estados. Pero advierten que la idea de supranacionalidad es antepuesta a la negociación intergubernamental como requisito previo para que se produzcan efectos de derrame (Mariscal, 2003).

El intergubernamentalismo liberal, por otra parte, comparte supuestos con el institucional, pero integra la negociación internacional y da relevancia a la formación de preferencias estatales considerando grupos internos. Aquí el estado actúa como actor no unitario hacia el exterior, mientras que la cooperación entre los miembros depende del

poder relativo de cada uno de los actores involucrados (Oyarzún, 2008). Andrew Moravcsik y Paul Taylor fueron los principales exponentes de esta teoría. Por su parte, Moravcsik analizó los cambios radicales sucedidos en la Unión Europea como resultado de intereses nacionales convergentes, así como los períodos de poca actividad o de estancamiento de la Unión. De ello, argumentó que el proceso de integración parte de las preferencias nacionales de cada estado en sus negociaciones y, después de compararlas con las preferencias de los otros estados miembros, los gobiernos deciden delegar o no soberanía en las instituciones supranacionales para lograr acuerdo (Moravcsik, 1991, p. 47).

Las críticas al intergubernamentalismo liberal apuntan a su debilidad para justificar el día a día de las decisiones del primer pilar de la UE, la política comunitaria y las interpretaciones sobre las preferencias individuales de los estados (Oyarzún, 2008). Para los autores Choi y Caporaso (2006, p.488), este tipo de intergubernamentalismo es deficiente al limitar sus objetivos en la celebración de negociaciones, pero lo consideran más eficaz que el neo-funcionalismo para explicar la formación de preferencias.

Para el caso suramericano, expresa Sanahuja (2009, p.15), que dentro de la región se ha conformado un regionalismo ligero que se caracteriza por un intergubernamentalismo que sustituye a cualquier institucionalidad supranacional (con atribuciones soberanas cedidas a órganos comunes), y en el cual se rechaza la toma de decisiones por mayoría. Según este autor, ello priva a los procesos de integración de mecanismos decisorios, de legitimación y de control adecuados, por lo que erosiona su eficacia y credibilidad. Pero para UNASUR, el carácter eminente intergubernamental avala la importancia otorgada a los principios de soberanía nacional, no injerencia en los asuntos internos y autodeterminación de los pueblos bajo el principio wesfaliano⁴⁶ más clásico, mecanismo que se extiende a cada uno de sus diversos campos en el ámbito de la integración.

⁴⁶ En 1648, el tratado de Westfalia dio fin a la Guerra de los Treinta Años e introdujo un nuevo orden internacional basado en la soberanía de los estados-nación. La historiografía ha señalado a la paz de Westfalia como la paz en la que se creó el primer sistema internacional, edificando el primer paso hacia la destrucción de la sociedad corporativa, pues se acuerda que los ciudadanos de las respectivas naciones debían atenerse primera y con más importancia a las leyes y designios de sus respectivos gobiernos en lugar de leyes y designios de los poderes vecinos, ya fuesen religiosos o seculares.

iii. Pluralismo.

Antes que una teoría es un concepto participativo tanto de la democracia como de la descentralización del poder político y se lo menciona después de ser escuchado con fuerza en las diversas declaratorias dentro de UNASUR y en su proceso de integración energético. El pluralismo garantiza, según su enfoque, la supervivencia o la armonía entre el poder político global y los asuntos provenientes tanto de los grupos como de las personas que conforman las sociedades, “para los pluralistas la integración es una “comunidad plural de estados” que despliegan vínculos para la cooperación internacional, caracterizada por ser una asociación débil que se apoya en la soberanía de los estados-nación” (Canovas, 2002), en particular, dentro del enfoque los estados buscan una unión política a partir de la cooperación a través de sus gobiernos. A pesar de ello, como organización internacional no tiene voluntad real ni otro poder para la creación de instancias políticas, es decir, toma como fundamento a la diversidad y a la necesidad de generar una estructura de carácter plural que suponga compensaciones cruzadas, esto, bajo una multiplicidad de compromisos entre sus miembros en el que se manifiesta su carácter voluntario (Ibídem).

Para Castro (2010, p.410), la base para cualquier relación regional es la perspectiva de la pluralidad de los actores que aparecen, así también, sobre la riqueza de ideas y creatividad propia en cuanto a la forma de actuar, pues esto permite generar una complementariedad a favor de un marco de relaciones sustanciales. Por otra parte, Ayuso (2010, p.172), afirma que una de las eficacias para que un proceso de integración regional exista, y que pueda superar uno de los problemas que socava al proceso de integración de América del Sur, es buscar mecanismos para articular los diferentes niveles de gobierno. Para ello, se deberá reforzar la participación de la pluralidad de actores implicados para impulsar la democratización de los procesos de toma de decisiones, aunque afirma “estas cuestiones comunes son necesarias aunque no suficientes para un tratamiento más integral de las asimetrías” (ibídem).

1.5.4. Cuarto cuerpo teórico: Aspectos institucionales.

Como se expresó, las interconexiones entre países no implican necesariamente integración, pues la interconexión conlleva intercambio, mientras que integración

implica desarrollo de estructuras jurídicas e institucionales que permitan el funcionamiento de un mercado regional integrado por los mercados de diferentes países. Entre los beneficios que se esperarían de una integración energética estaría la optimización de costes de producción, el aprovechamiento de las capacidades instaladas entre los países interconectados, aprovechamiento entre las diferencias de consumo diario y consumo estacional, intercambios frecuentes de excedentes energéticos, complementariedad entre generación hidroeléctrica y térmica, incremento en la seguridad de los sistemas al buscar su eficiencia, complementariedad entre los sistemas gas y electricidad, sustitución entre fuentes de energía, aprovechamiento de los recursos energéticos de la región, aumento de la seguridad en el abastecimiento e, incluso, se aporta a la solución de problemas ambientales globales que hoy más preocupan a la comunidad internacional.

Pero para alcanzar los beneficios de una integración energética, desde una importante posición de desarrollo económico y de una anhelada inserción competitiva en la economía mundial, es necesario que los países implementen un proceso de planeamiento energético integrado en la región a medio y largo plazo. De este modo se permitiría la imperiosa coordinación de las políticas energéticas nacionales y se tendrían en cuenta las características y particularidad de cada país (Díaz y Díaz, 2003, p.14). Así, la integración no queda limitada al comercio energético, sino que envolvería un marco que optimice la utilización de sus recursos a través de la interconexión de sus sistemas, bajo un sistema que elabore continuamente programas y proyectos comunes. Y si a esto añadimos la experiencia energética global de cada país en la utilización más racional de energía, con la preocupación ambiental que merece el tema, se obtendría una mejora de la competitividad en el producto final. Con esto, la matriz energética se presentará más racional y desarrollará fuentes de menor coste debido al aumento de la productividad y calidad de la oferta.

Aunque para que exista una paulatina integración de los mercados energéticos se deben recorrer etapas sucesivas caracterizadas por transparencia, reciprocidad y competitividad de los mismos. Además, es también necesario que en el camino hacia la convergencia de tarifas, normas regulatorias y precios permanezca la equidad en el tratamiento de las empresas procedentes de los distintos países, sean estas generadoras,

transportadoras o consumidoras de energéticos; de igual manera, se deberán considerar las asimetrías que se producen en relación a los sistemas nacionales (Ibíd., p.17). No obstante, existen ciertos criterios establecidos a partir de una amplia literatura que expresan las condiciones para que un proceso de integración tenga un carácter ascendente con acciones incrementalistas y que, a su vez, permita la reformulación de sus expectativas para tales fines.

De acuerdo a Salomón (1999, p.197), todo proceso de integración deberá contar con un marco teórico que siempre oriente su análisis, “su ausencia aumentaría las considerables dudas y confusiones que existen sobre el significado real del fenómeno”. Se deberá reconocer también que la integración implica primariamente la necesidad en satisfacer de mejor manera intereses, así como objetivos propios y comunes, exista o no una estructura política supranacional, a su vez, este reconocimiento de intereses permitirá avanzar en un marco regulatorio con pluralismo político y estabilidad institucional. Conjuntamente, un proceso de integración deberá poseer una estructura flexible capaz de lograr consensos en el interior de un estado y dentro de la comunidad. En este mismo sentido, la estabilidad política e institucional, así como el compromiso político de los estados miembros, son aspectos importantes que no deberán descartarse, mientras que esta situación, paralelamente, hace que las políticas de integración sean duraderas en el tiempo, para esto último, se deberá contar de manera complementaria con normas técnico-jurídicas que plasmen los diversos acuerdos y que a su vez den un marco referencial al proceso mismo de integración. Para Ayuso (2010, p.138), la integración comporta además, mayor interdependencia, lo que introduce un factor de riesgo y vulnerabilidad para los estados miembros ante las consecuencias que sufran sus países socios, de ello, surge la necesidad de crear un marco común confiable y el diseño de instrumentos que reduzcan el riesgo de las crisis, o al menos mitiguen sus efectos.

Por otro lado, para Cohen (1980), existen aspectos institucionales que deben darse para que se potencie un proceso de integración, los mismos que deberán ser alcanzados por los organismos institucionales que se conforman en el interior de los procesos de integración. En efecto, este autor plantea tres tareas fundamentales⁴⁷ para

⁴⁷ Cohen expresa que las tres tareas identificadas suponen la existencia de un sistema constituido por Estados soberanos pero desigualmente interdependientes. Estos Estados se proponen a su vez aumentar dicho nivel de interdependencia con el objeto de solucionar problemas comunes mediante la adopción de

dicho cometido, la primera, información e investigación. Aquí no se trata de obtener información en sí, sino de que dicha información sea recopilada y analizada de manera que permita la identificación de problemas y soluciones comunes. Asimismo, permite la ponderación de los problemas y de las soluciones que se identifiquen desde una perspectiva que no es la de los participantes individuales considerados, sino desde una perspectiva común que englobe y conjugue los intereses de todos ellos. Este proceso constante de recopilación y análisis de información deberá ser llevado por personal preparado y especializado en el campo o en la actividad propia de la institución y, adicionalmente, esta institución deberá poseer la capacidad y los recursos suficientes para llevar a cabo sus tareas.

La segunda tarea institucional comprende la continua identificación de problemas comunes que requieran de soluciones comunes para beneficio de los participantes. Para esto se necesita que el personal de las instituciones tenga destrezas y goce de suficiente imaginación para la identificación de los problemas y sus soluciones. Aquí debe tenerse cuidado en no identificar cualquier solución puesto que se parte del punto de que toda interdependencia encierra beneficios y costos. Por tanto, la cobertura de la interdependencia debería ser lo suficientemente amplia como para permitir que los participantes puedan tolerar algunos sacrificios en ciertas actividades a cambio de la obtención de beneficios en otras.

Y la tercera tarea, velar por la ejecución de los compromisos adquiridos, así como solucionar conflictos que generen dichas ejecuciones. Esto debe fundamentarse en que el proceso de integración es esencialmente consensual para no partir de una actitud muy rígida o legalista, es decir, que las instituciones puedan o deban tener un nivel de flexibilidad al momento de encontrar sus soluciones. Se advierte que no se habla de una integración sin conflictos y que el énfasis en sus soluciones no se pone en la necesidad de soluciones muy legalistas, judiciales o coercitivas, al contrario, se deberá atender más al carácter consensual del proceso y, según su grado de desarrollo, se deberán identificar las tareas de las instituciones.

decisiones comunes para beneficio mutuo de todos ellos. Además se considera que la meta de las tareas planteadas es la separación de dichas interdependencias en áreas delimitadas con suficiente precisión, permitiendo así la existencia de una institución que se haga cargo de cada una de ellas.

Para Ayuso (2010, p.154), una de las importancias que tiene la institucionalidad de los organismos dentro de los espacios de integración es su contrapeso a las asimetrías ya que contribuye a exacerbarlas. A su vez, este autor sugiere que en el plano para un mejor aprovechamiento comercial, dentro de estos espacios de integración, esta institucionalidad deberá contener ciertos mecanismos como, por ejemplo, conservar márgenes de flexibilidad en la aplicación de la normativa para poder fomentar el desarrollo productivo y aumentar la competitividad, el promocionar la cooperación técnica para superar barreras no arancelarias, facilitar el comercio a través de información unificada, armonizar sus procedimientos, adoptar estándares internacionales, facilitar la mejora de los sistemas multilaterales de pagos y, así también, no descuidar la formación de sus funcionarios. En una fase de mayor profundización del proceso de integración se deberá establecer la “comunitarización” de la legislación comercial, asimismo, la creación de acuerdos asimétricos en los que se considere a terceros países y en los que se contemplen las diferencias entre los diversos participantes, en función del nivel de desarrollo y la vulnerabilidad de las economías nacionales o de determinados sectores.

Entre los instrumentos institucionales que sirven para compensar las asimetrías de desarrollo económico, Ayuso expone también los siguientes puntos, entre ellos: programas regionales de infraestructura de conexión territorial que faciliten el acceso a los mercados, pues se conoce que la capacidad de aprovechamiento de las potencialidades de un proceso de integración y de las economías de escala dependen del punto de partida, como así lo ha señalado la experiencia europea⁴⁸; creación de fondos para financiamiento de infraestructura de acceso a los recursos naturales estratégicos y para su distribución a los centros de producción y exportación, y aunque este financiamiento puede ser gestionado a través de centros independientes se deberá contemplar subvenciones a través de fondos presupuestados; promocionar la industrialización con incentivos a la inversión en sectores específicos estratégicos mediante exenciones y créditos tributarios⁴⁹; creación de ayudas para la reestructuración

⁴⁸ Los territorios que tienen marcados déficits de infraestructura o estructuras productivas obsoletas no pueden acceder a las ventajas, ni las economías de escala que proporciona un mercado único, y al no tomar medidas compensatorias las diferencias de competitividad se incrementarían. La experiencia europea demuestra que, a pesar de tomar dichas medidas, el dinamismo de la región con mejor punto de partida es mayor que de las menos avanzadas (Ayuso, 2010, p.150).

⁴⁹ Un ejemplo de esto es la experiencia irlandesa y la asiática para el fomento de las nuevas tecnologías.

de sectores obsoletos o no competitivos; intensificar la cooperación para la transferencia tecnológica y así evitar un agravamiento de la brecha tecnológica y de competitividad; impulsar políticas industriales comunitarias que coordinen y complementen políticas nacionales, con ello se generaría un encadenamiento de sectores productivos que permitan ganar valor añadido; y, elaborar exenciones fiscales que atiendan a características económicas específicas de territorios ultramar o de aislamiento y dependencia (Ibíd., p.151).

Entre los mecanismos para la convergencia social e intrarregional, además, la autora declara la importancia de fondos de cohesión para el fomento de empleo y formación, así también, la regulación de políticas migratorias para facilitar la movilidad internacional de la mano de obra de trabajadores cualificados y no cualificados y que son importantes por la sensibilidad de generar presión a la baja de los salarios en los países de acogida⁵⁰, y el establecimiento de planes de desarrollo fronterizo entre regiones colindantes que generen una integración de facto de las economías vecinas. Entre los mecanismos jurídicos-institucionales que deberán fomentarse, explica, se encuentran los siguientes: el establecimiento de órganos no intergubernamentales que representen el interés general y velen por el cumplimiento de la normativa común, la creación de políticas reguladoras que garanticen una distribución equitativa de los beneficios o costos de los proyectos de integración, y la creación de instrumentos de solución pacífica de controversias entre estados miembros.

Cohen (1980), por otra parte, lista cuatro requisitos fundamentales que deben poseer las instituciones para poder cumplir con sus tareas. Estos requisitos son adaptabilidad, autonomía, complejidad y coordinación y, finalmente, participación. Para Cohen, la adaptabilidad consiste en que las instituciones posean capacidad de adecuar sus funciones a las condiciones cambiantes, por lo que deberán asumir con flexibilidad nuevas tareas o bien descartar aquellas que pierdan importancia. Trata primordialmente con los aspectos organizacionales, tales como el peligro de la burocratización o la rigidez.

⁵⁰ En obras y proyectos para su licitación internacional se podría contar con una tabla de salarios a nivel regional, la cual regularía a los mismos, por tanto, la empresa adjudicataria presentaría una mayor competitividad en función de la tecnología presentada para la reducción de sus costos y dentro de su margen de beneficios esperados; esto podría darse según formatos estandarizados para la presentación de dichos proyectos.

En cuanto a la autonomía, se refiere a su relación con respecto a las presiones externas a las que puede estar sometida una institución⁵¹, aunque el eje central de este requisito se basa más desde un punto de vista financiero y de recursos humanos, ya que estos elementos se vuelven indispensables y necesarios para poder enfrentar dichas presiones, en este sentido, estas presiones deberían ser tomadas como insumos y aglutinadoras de los objetivos de la institución a través de la conformación de coaliciones que apoyen a la realización de dichos objetivos. Para el autor, una de las manifestaciones de la autonomía es su financiamiento, por lo que sugiere no contar con una única fuente o que proceda de una única institución independiente manejada con la exclusiva de unos cuantos, en todo caso, una parte de la capacidad de financiamiento deberá provenir de recursos propios -así sea una parte-, lo que permitirá a su vez poder reclutar a su personal propio de conformidad a sus criterios y necesidades.

Para el caso de complejidad y coordinación, este punto sugiere que una institución no solo dependa para un objetivo simple o limitado. La complejidad o multiplicidad de los objetivos de una institución contribuye a su supervivencia, de hecho, una institución corre el riesgo de dejar de funcionar una vez alcanzado su único objetivo para el que fue creado aunque, lógicamente, existen límites concretos para la ampliación de objetivos y funciones institucionales y en el que se incluye el mantenimiento de su eficiencia para el logro de sus objetivos. Además, La descentralización, añade Cohen, puede permitir avances parciales en cada área, dotándole también de una flexibilidad dentro del proceso.

Y en lo referente a participación, consiste en que las instituciones al contar con apoyo de múltiples sectores económicos y sociales, este requisito institucional se constituye por sí mismo una fuente también de autonomía. Sin embargo, en países con niveles de subdesarrollo esto se hace complicado, puesto que los estados carecen de organizaciones, así que, el énfasis institucional radicaría -para los casos específicos- en la creación de organizaciones representativas antes que en el establecimiento de mecanismos que solo favorezcan a un reducido grupo ya organizado. A este efecto, se pueden hacer distinciones de organizaciones nacionales y regionales con equivalencia a

⁵¹ No se refiere propiamente a que las instituciones deben estar completamente libres de presiones.

organizaciones representativas de los estados miembros, y se hace énfasis en que el mismo proceso no dependa exclusivamente de algunas pocas organizaciones regionales, sino que el grado de participación dependerá de la cobertura dada al proceso. Para su mayor eficacia, las consideraciones anteriores deberán involucrar a los sectores productivos que se encuentran ligados directamente en los temas tratados.

De acuerdo a French-Davis (1978), existen tres componentes que todo esquema formal de integración o mecanismos adicionales de cooperación deberán afrontar ante los problemas que, principalmente, se derivan de la realidad y que se vinculan con las diferentes actividades de los países miembros. El primer componente es el intercambio comercial, el mismo que se constituye como componente obligado y en el cual las normas que regulan el intercambio revisten una importancia primordial. Explica también que entre los mecanismos que recoge este primer componente se encuentra la regulación del comercio recíproco, la protección frente a terceros países, la búsqueda de estabilidad del mercado ampliado y la promoción de exportaciones. La regulación del comercio recíproco es importante para evitar cierres de empresas en el corto plazo y desocupación, además de evitar la concentración de beneficios en algunos países miembros y la concentración de inversiones en aquellos países que provean, inicialmente, mayores economías externas. La protección frente a terceros implica un arancel externo común que, junto a la regulación del comercio recíproco, otorga un tratamiento común a los productos originarios de la región que los diferencia de los provenientes de terceros países⁵². Respecto a estabilidad de mercado, los efectos de la

⁵² En cuanto a integración energética, esto se aplicaría no propiamente a la energía en sí, pero sí a servicios, equipos, componentes y accesorios, y favorecer a los que se producen en la región y que son necesarios para el impulso de los proyectos energéticos. Como referencia, en cuanto a fiscalidad del comercio exterior de importación, en los intercambios con terceros países, la Comunidad Europea (CE) establece una política comercial común autónoma (aquella que unilateralmente dicta la CE para regular intercambios con terceros), y una política comercial común convencional (constituida por acuerdos comerciales para regular comercio con terceros y que ha ido firmando la CE con estos).

En cuanto a régimen de importación, la CE aplica regímenes distintos a los países miembros de la Organización Mundial de Comercio (OMC) y tipificados en el Reglamento (CE) 3285/94 del Consejo, de 22 de diciembre (DOCE nº L.349 de 31.12.94), aunque también regula a los países No-OMC, regulado su régimen de importación por el Reglamento 519/94, del Consejo, de 7 de marzo (DOCE nº L.67 de 10.3.94).

En cuanto a medidas de defensa comercial, adopta una serie de medidas en lo concerniente a dumping, subvención o controles excesivos sobre las medidas comunitarias exportadas, en los Reglamentos comunitarios 384 y 385/96 (DOCE nº L.56 de 6.3.96) y modificados por Reglamentos 2331/96 (DOCE 317 de 6.12.96) y 905/98 (DOCE 128 de 30.4.98), 1972 y 1973/02 (DOCE 305 de 7.11.02), 2027/97 (DOCE nº L.288 de 6.10.97), respectivamente. La normativa indicada permite combatir con medidas sancionadoras al país infractor. El Reglamento 3286/94 (DOCE nº L.349 de 31.12.94), modificado por

política comercial dependen en forma decisiva de su estabilidad que, por el contrario, el espacio de integración se limitará a desplazar la oferta desde el mercado interior a lo externo. Y en lo concerniente a promoción de exportaciones, debe evitarse una duplicidad involuntaria de beneficios para los productos exportables que por lo general provienen desde los incentivos monetarios y los “márgenes de preferencia”⁵³, esto evitaría a los países ver más atractivo producir para los países asociados que hacerlo para el mercado nacional.

El segundo componente se constituye con la distribución de beneficios y costes entre los países miembros, aspecto que reviste mayor importancia práctica en un proceso de integración y cuyas instituciones deberán tener en cuenta al momento del diseño de sus mecanismos. Entre los mecanismos eficaces para tal fin se encontraría, por un lado, la transferencia de ingreso por medio del comercio recíproco ya mencionado, y por otro, la calidad del intercambio, pues reviste importancia -a más del volumen- las características de la producción y comercialización de las mercancías que cada país logre colocar en la región. Otro mecanismo es la creación de oportunidades disponibles y capacidad de captarlas, en esta se involucra la responsabilidad directa nacional y las responsabilidades del tipo de integración que se adopte comunitariamente, de hecho, dentro de un país es preciso realizar las inversiones necesarias que posibiliten la reconversión y el crecimiento de la capacidad de producción. Es claro que la aplicación de políticas erróneas y la ausencia de un volumen adecuado de inversiones repercutirán negativamente sobre los beneficios que perciba un país.

Y el tercer componente, acuerdos de producción, se constituye por la asignación de proyectos regionales o por la asignación a cada país miembro de algún tipo de

Reglamento 356/94 (DOCE nº L 41 de 23.2.95), contempla medidas de defensa contra obstáculos al comercio, y un ejemplo de ello se encuentra en DOCE nº C 3 de 7.01.04, vid DOCE nº L 128 de 21.5.05. El Sistema de Preferencias Generalizadas (SPG), como instrumento de apoyo al desarrollo de los países no industrializados, que nace de la UNCTAD, aparece como plan plurianual en la CE, el concerniente al período 2 de julio de 2005 al 31 de diciembre de 2008 se contiene en el Reglamento (CE) 980/2005 del Consejo, de 27 de junio de 2005 (DOCE nº L.169 de 30.9.2005); el concerniente al período 1 de enero de 2009 al 31 de diciembre de 2011 se contienen en el Reglamento (CE) 732/2008 del Consejo (DOCE nº L.211 de 29.10.2008); el concerniente al período 1 de enero de 2012 a 31 de diciembre de 2013 se contiene en el Reglamento (UE) 512/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de mayo de 2011 (DOUE nº L.145 de 31.05.2011).

⁵³ El margen de preferencia, es la diferencia o ventaja para su incremento entre el precio de un producto comunitario, dentro de la región, en relación al precio del producto que procede de terceros países incluido su arancel externo común.

ventaja para desarrollarla ⁵⁴. Además, añade que “no es conveniente efectuar programación y localización de productos aislados, sino que se debe abarcar un producto de ellos” (p.96), aunque la selección de rubros debe realizarse en aquellos cuya producción se dé en volúmenes superiores al mercado nacional y que apunten al de los países asociados. De esta manera, por tanto, deben asignarse “familias de productos” o “complejos industriales” de modo que el desarrollo simultáneo de las diferentes actividades productivas, que lo comprenden, permitan generar e internalizar las economías externas dinámicas. Para Mikesell (1965, p.212), el modelo de industrialización basado en una mayor especialización a nivel regional será más económico que aquel modelo basado en una producción nacional para su propio mercado. Con una industrialización, los países logran una mayor competitividad, aunque se debe hacer el esfuerzo por lograr también un modelo de inversiones que introdujese un grado sustancial de complementariedad para el futuro.

1.6. Conclusiones del capítulo.

En un primer instante hemos definido el concepto de integración energética, el cual nos sirve para definir nuestro ámbito de estudio y descartar otros. Por tanto, de acuerdo a la definición presentada por ALADI se acepta que integración energética es “un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permita, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración” (en línea, ref. octubre de 2004).

Es preciso exaltar que dicho concepto de integración energética se convierte en un tema complejo, ya que se liga a un marco normativo común y a un determinado espacio de integración. No obstante, el concepto real queda definido a la visión que se le confiera dentro de aquel espacio de integración en el que se lo emprenda. Es decir, la integración energética dentro de un marco normativo común podría enmarcar a la energía, como se lo vio en el presente capítulo, desde un bien netamente comercializable (visión restringida) hasta conferirle responsabilidades de desarrollo sostenible en sus diversos vectores, social, económico y ambiental. En esta última visión (visión amplia) a la energía se la vincula incluso con la seguridad de la

⁵⁴ Dentro del área energética cabría esta posibilidad, el cual debería impulsársela bajo las condiciones geográficas excepcionales y distintas que poseen los diferentes países y pueblos.

sociedad, hacia la posibilidad de su desarrollo mismo y, en cuanto al estado, con la consolidación de sus instituciones. Además, desde los conceptos desarrollados dentro de la visión del desarrollo sostenible, el aspecto energético se convierte en un instrumento clave para el desarrollo de políticas económicas, de desarrollo social y medioambiental. De hecho, dentro de esta línea el OFID relaciona intrínsecamente el concepto de desarrollo humano y el consumo de energía, pues añade que “la energía es desarrollo, porque sin energía para impulsar a la industria y apoyar a las empresas, los hospitales y las escuelas, no puede haber progreso económico ni social” (2010, p.2). Incluso, sostiene categóricamente que el alivio de la pobreza energética, aunque no es un objetivo en sí mismo, es crucial para la consecución de los ocho “Objetivos de Desarrollo del Milenio” fijados por la ONU.

Ya en este punto, después de observar la complejidad que podría albergar el concepto, se observa la importancia que tiene el definir correctamente el marco de actuación del factor energético dentro de cualquier marco de integración emprendido, para que de esta forma el proceso sectorial energético no se encuentre lastrado por indefiniciones. Aunque para Cancino et al. (2009, p.24), dentro de un espacio de integración energética regional se generará el enfrentamiento de las visiones restringida y amplia, del cual surgirá una propia visión de integración energética y, de ello, la estrategia más adecuada para profundizar los intercambios energéticos y la conformación de mecanismos para afianzar el control de la renta energética.

Ahora bien, las iniciativas de integración energética al vincular energía y política han despertado en las dos últimas décadas otros conceptos energético que son importantes también mencionar, entre ellos cooperación, interconexión, coordinación, seguridad, soberanía (o nacionalismo), dependencia, vulnerabilidad y gobernanza energética, conceptos que *per sé* hacen del tema uno más complejo⁵⁵. Por tanto, dentro de este primer punto se convierte en un aspecto primordial el conocer qué tipo de enfoque ha optado UNASUR para su integración energética regional. Es así que, a partir del año 2000, después de la desilusión de las políticas implementadas en el marco del Consenso de Washington, del redescubrimiento del estado en el discurso y la práctica

⁵⁵ Como marco referencial, se comenta, el capítulo descarta el concepto de “integración de facto”, como marco de análisis, pues en principio los procesos de integración global y sectorial energético que se realizan en Suramérica, poseen una gran participación de los gobiernos.

política, de la revaloración del territorio en clave geopolítica, sobre el giro de enfoques en varios países de la región y sobre la posibilidad de llevar a cabo iniciativas de integración energética que acompañen y potencien las posibilidades de una amplia estrategia de integración regional, la integración energética en Suramérica ha sido definida como una herramienta importante para promover desarrollo económico, social y la erradicación de pobreza. A su vez, esta contribuiría también a fortalecer las relaciones que existen entre los países miembros, basados en el uso sostenible de los recursos y potencialidades energéticas que poseen, conjuntamente, se reconoce como actores principales al estado, la sociedad y a las empresas del sector con el fin de lograr un equilibrio entre los intereses de los países miembros, las necesidades de sus pueblos y la eficiencia del sector energético (UNASUR, 2007). Además, mantiene la expectativa de que a partir de esta área de integración sectorial se genere un efecto de derrame, lo que se desencadenaría como una lógica expansible y que contribuirá positivamente hacia demás sectores.

En particular, todo indica que la estructura o enfoque de la integración energética suramericana se compatibiliza con los más amplios objetivos que podría abarcar el concepto de integración energética. Pero también es necesario indicar que al no ser manejado con una orientación clara y con objetivos muy bien definidos, conllevaría a que este gran proyecto se encuentre lastrado, lo que provocaría que sus avances para las próximas décadas resulten cuanto menos tímidos. Por esta razón, y como segundo punto importante dentro del capítulo, fueron planteadas diversas teorías de integración para crear nuestro marco de análisis y así poder evaluar, más adelante, las ambigüedades que surgen dentro del marco constitutivo de UNASUR y que son transferidas hacia su proceso de integración sectorial energético. Y aunque estos procesos regionales se encuentran en sus primeras etapas de creación, las teorías expuestas nos brindan la estructura suficiente para analizar el camino que podrían tomar.

De hecho, el primer cuerpo teórico menciona brevemente, tras la rica literatura que existe, los diversos grados de integración económica que existen. Y en ésta se hace referencia a la gradualidad que debe existir en materia de intercambio comercial, desde sus primeras fases de construcción hasta las últimas que incluyen planes y políticas

comunes en el plano económico, social, cultural y político, mas, dicha gradualidad no precisamente se ha suscitado dentro de UNASUR. Así que dentro de este primer cuerpo teórico se recalca la necesidad de que todo proyecto de integración profundo requiere de un proyecto político y un diseño institucional que permita integrar los legítimos intereses regionales.

El segundo cuerpo teórico crea el marco para entender las concepciones teórico-económicas con que se construyen los procesos de integración en sus varios campos. Dentro de estas tendencias teóricas se mencionan principalmente tres: (i) la economía clásica, de la que se deriva la liberal, neoliberal y estructuralista, (ii) la economía política, del cual se derivan la rama marxista y neo marxista; y, (iii) una concepción teórica que surge de las discusiones generadas en los países en vías de desarrollo, como son la teoría de la dependencia y la teoría del desarrollo. Básicamente, cada una de estas tendencias han arrojado sus propios modelos de integración que, para el caso suramericano, se analizan tres; la neoliberal, el regionalismo abierto y, bajo su tendencia posliberal, la denominada integración integral la cual se haya circunscrita por el modelo expuesto en UNASUR.

Dentro del tercer cuerpo teórico se analizó el tipo de integración político del que depende la profundidad a la que se espera llegar dentro de un espacio de integración o cooperación internacional. Para esto último, se expuso las teorías funcional, neofuncional, intergubernamental (institucional y liberal) y pluralista, todas ellas como base de análisis para la identificación posterior de los rasgos engendrados dentro de UNASUR y dentro de su proceso de integración energético. Aunque para estos casos suramericanos sabemos que se engloban más con un marco de “flexibilidad”, el cual se basa en la aplicación de diversas estrategias para que el funcionamiento y desarrollo de sus acuerdos no se vean afectados con una diversidad teórica.

Y como cuarto cuerpo teórico se estudiaron los aspectos que deben poseer y tener en cuenta las instituciones dentro de su estructura jurídica e institucional, para que se permita el funcionamiento de un mercado regional, con acciones incrementalistas y que no excluya la anhelada inserción competitiva en la economía mundial.

CAPÍTULO 2

2. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SURAMERICANA Y DEMÁS PLANTEAMIENTOS EN ACUERDOS REGIONALES VIGENTES.

2.1. Introducción del capítulo.

Para continuar con el desarrollo de esta Tesis nuestro interés en este capítulo, y como fue definido en la sección introductoria, será analizar los diferentes acuerdos previos que han dado paso al proceso de integración energético suramericano, para así, poder conocer mejor las características que le impregnan y entender de mejor manera el origen de sus problemas estructurales. A su vez, se descubrirán las limitantes actuales y las ambigüedades que existen a partir de los pocos e incompletos instrumentos con los que cuenta esta iniciativa. Conjuntamente, se realizará un breve análisis de otras iniciativas energéticas surgidas en otras instancias regionales, para de este modo poder establecer diferencias o semejanzas con este proceso sectorial, lo cual nos será útil en el capítulo 3 para definir cierta aproximación puntual con la experiencia centroamericana

2.2. Antecedentes regionales: ALALC, ALADI, CAN Y MERCOSUR.

Parece evidente que los caminos hacia la integración energética suramericana quedan cada vez más abiertos por las diversas variables que se les añaden, a los cuales, se les suma los enfoques diversos que presentan los estados miembros. Las experiencias acumuladas en los últimos cincuenta años dan también lección de ello, aunque para autores como Peña (2010, p.27), lo fundamental es colocar al análisis del futuro de la integración regional, específicamente, en la perspectiva del interés nacional de cada uno de los países de la región, esto, frente a los desafíos y oportunidades que surgen de una realidad internacional signada por profundos cambios estructurales.

Algunos de los primeros esfuerzos integradores reconocen sus orígenes en la década de los sesenta, encuadrados primero en la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC) y, en los ochenta, en la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI). Cabe señalar que en estos procesos mencionados se acumularon experiencias de los cuales se pueden distinguir ciertas raíces en las concreciones regionales que tuvieron cabida en lo posterior, pues dichas concreciones fueron creados desde lo posible y no necesariamente deseables, menos aún de lo originalmente propuesto en sus momentos fundacionales. En este sentido, una de las principales características que se

imprime es la soberanía de las naciones en sus estados miembros, pues no se plantean dejar de serlo en ningún momento, aunque se hayan dispuestos a compartir un mismo espacio geográfico. Otro de los rasgos es la caracterización de avanzar hacia un espacio plenamente integrado, aunque por las dificultades que se han presentado en Suramérica solo se han concretado redes de acuerdos bilaterales de comercio con otros mecanismos incompletos, lo que ha evitado la profundización de cualquier marco de integración regional. Para Peña (ibíd., p.30), la cultura favorable a la precariedad de las reglas de juego de UNASUR, a veces notoria en el plano interno de los países miembros, se reconocen en las experiencias acumuladas en los ámbitos de ALALC y ALADI.

Como punto adicional, es importante señalar que ALADI habilitó la legalidad para la creación de acuerdos subregionales, por lo que en Suramérica los procesos formales de integración económica fueron dos. Por un lado, se creó la Comunidad Andina de Naciones (CAN), anteriormente llamada Grupo Andino, el cual fue creado a finales de los años sesenta a través de su instrumento jurídico internacional “Acuerdo de Cartagena”, con lo que la pone en marcha (CAN, 1969). Por otro, se constituye el Mercado Común del Sur, creado propiamente a inicios de los años noventa con la firma del Tratado de Asunción (MERCOSUR, 1991). Ambos acuerdos subregionales formaron parte de una compleja red de esfuerzos bilaterales y multilaterales de alcance tanto a nivel global (GATT - OMC) como a nivel latinoamericano (ALALC - ALADI), “que en los hechos han estado especialmente orientados a facilitar el intercambio comercial” (Peña, 2010, p.28).

En todo caso, las características que se imponen en CAN y MERCOSUR han provocado caminos sinuosos hacia la profundidad de sus espacios de integración. Entre los denominadores comunes de estos procesos subregionales podemos mencionar, entre otros, a la soberanía de sus naciones bajo principio westfaliano⁵⁶, aunque estos países se hallan bajo la premisa de estar dispuestos a compartir un espacio geográfico fundamentado en la contigüidad física. Otra característica que presentan, es que, a pesar de que evocan el libre comercio son discriminatorios con aquellos países que no participan en el proceso de integración. Así mismo, estos países poseen un carácter voluntario ya que nadie les obliga a asociarse ni a permanecer como miembros, más allá

⁵⁶ Ver *nota 46* de pie de página.

de que sus planteamientos originales han presentado diversas reformulaciones. De hecho, sus desarrollos posteriores se han encontrado marcados por una marginalidad recíproca relativa a partir de la baja interdependencia económica entre los socios, fundamentalmente, luego de que sus relaciones económicas externas en el plano de comercio, inversiones y financiamiento estuvieran orientadas hacia países fuera de la región.

También, otra característica común que los marca sustancialmente es la aspiración de un trabajo conjunto para crear condiciones de estabilidad política y económica que permitan su transformación productiva, desarrollo social, inserción competitiva en la economía global y capacidad para participar en negociaciones comerciales internacionales. A su vez, el poder relativo entre los socios tiende a ser multipolar, ya que ninguno de ellos tiene los recursos de poder relativo ni la capacidad financiera o tecnológica para actuar como aglutinador de los demás. Además, otra de las características es que sus reglas de juego a futuro se las fundamenta bajo el principio de la libertad de organización.

Para Sanahuja (2010, p.89), no cabe duda que CAN y MERCOSUR han experimentado importantes avances en lo referido a intercambio comercial, inversión extranjera, organización institucional y de coordinación política, pero aún así se percibe su estancamiento. Para MERCOSUR, su unión aduanera se ha ido deteriorando como resultado de la primacía de intereses domésticos; así también, ha sido afectada por las convulsiones financieras de la región, la rigidez de su modelo y el liderazgo buscado por Brasil con ciertos intereses particulares de por medio. Para CAN, su crisis se basa en una desacreditada estructura institucional, por su escasa eficacia, por compromisos políticos incumplidos, por las fracturas crecientes que existen entre los países miembros, por la refundación de estructuras de impronta bolivariana y por su estrategia radial de acuerdos de libre comercio (p.90).

Pero a pesar de estas situaciones adversas la región conjunta suramericana basada, principalmente, en una clara vocación política, inspirada en el modelo de la Unión Europea (UE) y al encontrarse en la búsqueda de una identidad común con valores compartidos, llega a constituir la Comunidad Suramericana de Naciones (CASA) a

través de la Declaración de Cusco, en 2004 (UNASUR, 2004). Como se conoce este nuevo y gran acuerdo pasa a llamarse Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR, 2008), luego de la reformulación de la que sería objeto. Entre sus tres pilares estaría: la concertación y coordinación de políticas exteriores para afirmar a Suramérica como grupo regional en sus relaciones internacionales; la convergencia de CAN y MERCOSUR; y la integración física, energética y de comunicaciones.

Para Bodemer (2010, p.201), la región suramericana presenta cierta tendencia regresiva en el ámbito de la integración, manifestada por su fragmentación, pérdida de institucionalidad y retorno a prácticas multilaterales. Mientras tanto, en el propio proceso integrador se observan dos tendencias desiguales, por un lado, la del esfuerzo como institución, el cual impulsa negociaciones para salvar a CAN, recuperar a MERCOSUR y dar a nuevas iniciativas de integración una institucionalidad; y, por otro, una dinámica hacia oportunidades intra o extraregionales, las mismas que refuerzan el debilitamiento de los compromisos regionales, “acompañado por la regresión a un esquema integracionista ideologizado, económicamente cerrado y militarmente defensivo” (Ibídem). Es decir, UNASUR, para avanzar en cualquier proceso de integración subsectorial y, específicamente, en el ambicioso proyecto de integración energética, necesita de voluntad política, una estrategia holística⁵⁷, implementar estrategias operativas con pasos incrementales y pragmáticos, crear iniciativas concretas de cooperación multilateral, y superar la desconfianza mutua que conduce a acuerdos bilaterales que conllevan a la desintegración.

2.2.1. Asociación Latinoamericana de Libre Comercio -ALALC-.

Este proceso se rastrea bajo la influencia del pensamiento cepalino como herramienta principal para enfrentar el desafío de la industrialización, en él, se veía a la integración de las economías nacionales como un medio para superar las restricciones de tamaño de los mercados domésticos, lo que le permitiría aprovechar las economías de escala generadas (Bouzas y Fanelli, 2001, p.133). Es así que, el 18 de febrero de 1960, se firma el Tratado de Montevideo (TM-60), cuyo objetivo era establecer en un plazo de 12 años una zona de libre comercio entre los países participantes (ALALC,

⁵⁷ Holístico, perteneciente o relativo al holismo. Holismo, doctrina que propugna la concepción de cada realidad como un todo distinto de la suma de las partes que lo componen. (RAE, ref. de 1 de agosto de 2012. Disponible en web www.rae.es).

1960, art.2), cláusula que habría sido hecho sobre los términos del GATT. Cabe señalar que el TM-60, originalmente, lo suscribieron siete países, entre ellos Argentina, Brasil, Chile, México, Paraguay, Perú y Uruguay, posteriormente, se adhirieron Colombia y Ecuador en 1961, Venezuela en 1966 y, por último, Bolivia en 1967; en otras palabras, el acuerdo de integración lo conformaron todos los países de América del Sur más México.

Entre sus principios rectores se encontró el multilateralismo rígido y una reducción sustancial de gravámenes y aranceles "... las partes contratantes eliminarán gradualmente, para lo esencial de su comercio recíproco, los gravámenes y las restricciones de todo orden que incidan sobre la importación de productos originarios del territorio de cualquier Parte Contratante" (ALALC, 1960, art.3). Además, este Tratado aplicó la cláusula de la nación más favorecida -tomándolo del GATT- "Cualquier ventaja, favor, franquicia, inmunidad o privilegio que se aplique por una Parte Contratante en relación con un producto originario de o destinado a cualquier otro, será inmediata e incondicionalmente extendido al producto similar originario de o destinado al territorio de los demás Partes Contratantes". (Ibíd., art.18).

En el TM-60 se percibió tempranamente la dificultad de multilateralizar todas las preferencias; por otro lado, a partir de las diferencias de tamaño en las economías de los países miembros y sus diferencias en los niveles de desarrollo se dificultó concretar la conformación de una Zona de Libre Comercio. En consecuencia, la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio se encontró en un estancamiento generado, básicamente, por el multilateralismo rígido con el que fue constituido y por la diferencia en las estructuras productivas de los estados asociados. Esto a su vez, generó temeridad entre los países con menor desarrollo productivo, por la cual se visualizaba que las mayores ventajas serían aprovechadas en buena medida por Argentina, Brasil o México (Barros 1981). Consecuentemente, el enfoque para algunos países, principalmente los andinos, se orientó más en el ámbito del reforzamiento comercial, por lo que albergó solamente aspectos de la política comercial, desarrollo industrial y asistencia técnico-financiera.

En cuanto a materia energética, el Tratado no hace mención alguna sobre el tema, aunque de una u otra forma dicho campo habría quedado supeditado a la desregulación y eliminación arancelaria estipulada en su art. 2 y art.3 con el fin de llegar, de igual manera, al perfeccionamiento de la zona de libre comercio y comercio recíproco. Por otro lado, el campo energético también habría quedado al amparo del “aseguramiento de condiciones equitativas de competencia”, por el cual se procuraría la armonización de regímenes de importación, movimiento de capitales, bienes y servicios procedentes fuera de la Zona (art. 15). Ahora bien, entre las consecuencias de las múltiples imperfecciones dados en torno al TM-60 los países miembros se decidieron por la adecuación de un nuevo tratado, el cual, daría lugar a la conformación de la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI).

2.2.2. Asociación Latinoamericana de Integración -ALADI-.

El 12 de agosto de 1980, en la ciudad de Montevideo, se firma el acuerdo (TM-80) para la constitución de la Asociación Latinoamericana de Integración, el cual fue creada sobre la base de la asociación anterior. Por tanto, ALADI⁵⁸ se constituyó con los mismos once países, más el registro de una sola adhesión posterior que fue la de Cuba, en 1999.

Este tratado aún vigente fue creado como un nuevo esquema de integración económica, aunque Salazar-Santos (1981, p.30), expresa que desde un punto de vista puramente formal el TM-80 “no es un tratado de integración económica, pues no tiende a establecer dentro de un plazo determinado y mediante mecanismos idóneos la integración de los mercados de las partes contratantes en ninguna de las formas clásicas de dicha integración”. Para Bouzas-Fanelli (2001, p.137), a diferencia de ALALC, ALADI adoptó un objetivo menos ambicioso al momento de proveer un marco jurídico y normativo para la liberalización del comercio, y reserva el carácter bilateral de las concesiones negociadas. Lo que sí es importante resaltar de dicho acuerdo, por la relevancia en el tipo de acuerdos que permite en lo posterior, es que se deja a un lado la

⁵⁸ La Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) se crea a partir de la firma del Tratado de Montevideo firmado el 12 de agosto de 1980 (TM80), creada esta sobre la base anterior (ALALC). Este nuevo proceso buscaba un nuevo esquema de integración a partir de su estancamiento producido por su multilateralismo rígido (Lizano, 1982, p.130). La ALADI, como base legal, permite la creación de acuerdos subregionales o acuerdos entre cualquier país de la región con cualquier país o región fuera de la zona (ALADI, art. 24 y 26).

aplicación del principio de nación más favorecida, en el se admite acuerdos bilaterales o acuerdos que abarquen a un número limitado de países miembros (ALADI, 1980, art.7), dicha cláusula fue llamada acuerdos de alcance parcial.

ALADI, a diferencia de ALALC, reemplazó el multilateralismo rígido por una flexibilización, lo que orientó al diseño de un mecanismo que abriera la posibilidad de celebrar acuerdos que solo beneficien a los firmantes, y cuyas ventajas no fuesen extendidas automáticamente a los demás, aunque dichos acuerdos tendrían un alcance regional o parcial para no crear el peligro de la conformación de un bilateralismo neutralizador. Además, se permitió la creación de acuerdos que vinculen a cualquier país de la región con cualquier otro país o región integrada dentro de América Latina o fuera de ella (art.24 y art.26), por lo que se deja a un lado la condición de multilateralismo por bilateralismos.

En general, este proceso de integración si bien señala el establecimiento de un mercado común latinoamericano con un horizonte de tiempo a largo plazo (art. 1), los mecanismos creados no conducen por si solos a la integración de esos mercados, pues el TM-80 se limitó a hablar únicamente de la creación de un área compuesta por preferencias económicas, acuerdos de alcance regional y acuerdos de alcance parcial (Salazar-Santos, 1981, p.30). Queda claro, a través de esta experiencia, que un área de preferencia económica no implica un mercado común, menos aún la construcción de una normativa que se oriente específicamente a la promoción del comercio. De todo esto, el TM-80 plantea a la negociación como único instrumento válido y del cual dependerá, en gran medida, para buscar o promover el desarrollo económico-social, armónico y equilibrado en la región (Lizano, 1982, p.125).

Es importante mencionar, por el legado que representa, que el TM-80, en su art.3, enuncia varios principios los mismos que se hallarán posteriormente impresos en los acuerdos regionales de integración tanto de UNASUR como el de su integración energética. Estos principios aluden al pluralismo, el que se sustenta en la voluntad de los países miembros para su integración; convergencia, que se traduce en la multilateralización progresiva de los acuerdos de alcance parcial; flexibilidad, caracterizada por la capacidad para permitir la concertación de acuerdos de alcance

parcial, regulada en forma compatible con la consecución progresiva de su convergencia y el fortalecimiento de los vínculos de la integración; tratamientos diferenciados, establecidos en la forma que en cada caso se determine, tanto en los mecanismos de alcance regional como en los de alcance parcial; y, múltiple, para posibilitar distintas formas de concertación entre los países miembros, en armonía con los objetivos y funciones del proceso de integración.

Finalmente, la disposición de ALADI permite la creación de acuerdos parciales regionales, el cual da la pauta legal para la creación de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), Mercado Común del Sur (MERCOSUR), Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) y, bajo la legalidad de esta última, a los procesos subsectoriales que se deriven de ella, como la misma integración energética suramericana.

2.2.3. Comunidad Andina de Naciones –CAN–.

El proceso Andino de integración se inició con la suscripción del Acuerdo de Cartagena⁵⁹, firmado el 26 de mayo de 1969. La visión de este acuerdo se encontraba, a diferencia de ALALC y posteriormente de ALADI, mucho más comprometida con el desarrollo. Con este acuerdo se intenta alcanzar un desarrollo integral, más equilibrado y autónomo, todo ello bajo una integración andina con posibilidad de alcance suramericano y latinoamericano (CAN, 1969, art.1).

Es así que, la Comunidad Andina de Naciones desde su fundación como Grupo Andino tuvo varios ajustes, no obstante, desde un principio ha contado con órganos y mecanismos vinculados a los temas y problemas sociales de sus países miembros. Entre los mecanismos y medidas se señalan, por ejemplo, la armonización de políticas económicas y sociales, la programación conjunta sobre la intensificación del proceso de industrialización subregional y la ejecución de Programas Sectoriales de Desarrollo Industrial, un programa de Liberación para el desarrollo de un intercambio más acelerado que el adoptado dentro del marco de la ALALC (en aquella época aún vigente), un arancel externo común cuya etapa previa fue la adopción de un arancel

⁵⁹ Los países firmantes, del Acuerdo de Cartagena de 1969, fueron Colombia, Bolivia, Chile, Ecuador y Perú, pero en 1976, Chile se separa aduciendo incompatibilidades económicas. El Consejo Andino de Cancilleres, el 20 de septiembre de 2006, aprobaría la reincorporación de Chile a la Comunidad Andina de Naciones, aunque su consideración es de país asociado.

externo mínimo común, programas destinados a acelerar el desarrollo del sector agropecuario, y la canalización de recursos desde dentro y fuera de la subregión para proveer financiación a las inversiones que sean necesarias en el proceso de integración, así como de su integración física (art.3).

Posteriormente, en 1979 se firmaría el Tratado Constitutivo del Parlamento Andino con naturaleza comunitaria, y es el órgano que permite la vinculación o la participación social de los pueblos. Con el Protocolo Modificador de Trujillo, firmado el 10 de marzo de 1996, en Perú, se crearía la Comunidad Andina⁶⁰ y estaría conformada por Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela⁶¹ (CAN, 1996). En el Protocolo Modificador de Sucre⁶², firmado en la ciudad de Quito, en 1997, se introducen mecanismos y medidas encaminados a lograr varios objetivos, entre ellos se menciona: el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de Cartagena; el emprendimiento de acciones necesarias para el perfeccionamiento y profundización del proceso de integración subregional, el cual busca la conformación de un Mercado Común; y la liberalización del comercio intra-subregional de servicios. En dicho protocolo se contemplaron además mecanismos dentro del plano social que promueve, entre otras cosas, su desarrollo equilibrado y armónico, condiciones de equidad, integración y cooperación económico-social, y la generación de empleo (CAN, 1997, art. 3).

⁶⁰ Dentro de la Comunidad Andina se incluyen otros convenios sociales como órganos orientadores a promover derechos y garantías comunitarios, entre los que se menciona: (i) El Convenio Andrés Bello (1970), el mismo que propone la realización de esfuerzos mancomunados en la educación, ciencia y cultura; (ii) El Convenio Hipólito Unzué (1971), creado para buscar mecanismos para el mejoramiento de la salud humana en los países de la región andina, además de buscar mejoras en los campos de nutrición, saneamiento ambiental, educación sanitaria, protección materno-infantil y salud ocupacional; (iii) Convenio Simón Rodríguez (1973), de Integración Socio-laboral, dedicado más a las actividades de proteger derechos y garantías comunitarias; (iv) En 1977 la Comisión del Acuerdo de Cartagena aprobó la Decisión 113, denominada Instrumento Andino de Seguridad Social en el que se establece tanto para nacionales y extranjeros el mismo trato en seguridad social; (v) En la Decisión 116 (1977) se incluyeron normas reguladoras de movimiento, contratación y tratamiento laboral de los trabajadores calificados fronterizos y temporales de origen andino. En esta Decisión 116 se incluyeron además normas para la protección de migrantes indocumentados y a sus familiares.

⁶¹ En 1973, Venezuela, se vincula al Pacto Andino, sin embargo el 19 de abril del 2006 se separa argumentando que los Tratados de Libre Comercio, firmados por Colombia y Perú con Estados Unidos, le causarían daños irreparables.

⁶² “Protocolo Modificador de Sucre”, creado el 25 de junio de 1997, entró en vigencia el 14 de abril de 2003, en él se adoptó el texto único ordenado del “Acuerdo de Cartagena” (1969). Su codificación final fue realizado el 25 de Junio del 2003, a través del documento DECISIÓN 563 (CAN, 2003).

Por tanto, se puede expresar que el acuerdo de integración de la CAN fue un acuerdo amplio comparado con aquellos acuerdos que le precedieron dentro de la región, de hecho, el aspecto puramente comercial desaparece y apunta a emprender medidas para conseguir a mediano y largo plazo un desarrollo sostenible. Y aunque desde el inicio de los procesos de integración latinoamericana se reconocen las disparidades en los grados de desarrollo, en CAN, se contemplaron disposiciones especiales para los países de menor desarrollo relativo, disposiciones especiales que se los denominaron de trato especial y diferenciado. Así también, se apuntaron a otras medidas en beneficio de las economías menores para mejorar la competitividad mediante instrumentos de política para impulsar la promoción industrial, las inversiones y el financiamiento especial de proyectos (CEPAL, 2006, p.3).

A pesar de ello, este espacio de integración fue acusada reiteradamente de encontrarse estancado a lo largo de estos cuarenta años donde ha pesado más el interés de cada país y no el de todos⁶³. Versiones pesimistas expresan que el proceso ha ido avanzando lentamente, y aunque sus “instituciones pueden ser muy elaboradas en papel, presentan importantes problemas de funcionamiento, sin existir una verdadera voluntad política entre sus miembros” (Pachón, 2008, p.37). Para la CEPAL (2006, p.4), la incursión en materia para el destierro de asimetrías “dista mucho de mostrar los resultados deseados y, más bien, llama a la reflexión sobre las necesidades de implementar mecanismos idóneos que compensen las externalidades no deseadas”.

Por otro lado, Salazar (2008, p.93), explica que entre los problemas principales, al interior de la CAN, se encuentra el grado desmejorado de compromiso que cada uno está dispuesto a ofrecer. Y en lo concerniente a unión aduanera, los países no están obligados a aplicar las decisiones sobre arancel externo común, lo que muestra el grado de integración diferente a MERCOSUR. Adicionalmente, los países miembros de la CAN están facultados a mantener y establecer nuevos acuerdos comerciales con terceros países sin la necesidad de negociar en bloque, por lo que se acentúa aún más el carácter imperfecto de la unión aduanera andina.

⁶³ El Presidente de Venezuela Hugo Chávez, en Junio del 2006, acusó también de esto a la CAN.

No cabe duda, para Esparza (2008, p.86-87), que las asimetrías dentro de la CAN no se derivan de este proceso de integración, mas bien, con la existencia previa de éstas se pueden derivar grandes diferencias en las posibilidades de aprovechar los beneficios de la integración misma, así, las economías más pequeñas tendrán dificultades para responder a las oportunidades de los mercados ampliados “y si no se tiene, además, salida al mar, tendrán menos facilidades para insertarse favorablemente en los flujos comerciales”. Igualmente, la aplicación de políticas públicas favorables a los sectores de exportación, en algunos países, podría generar externalidades en el comercio regional, como por ejemplo, la devaluación de la moneda de unos podría implicar la pérdida de competitividad para los demás. Por ello, la importancia de considerar medidas explícitas que compensen o reduzcan las asimetrías entre las economías que forman parte de una región. Además, otra importancia dentro de los espacios de integración es considerar que el potencial de la región sólo puede mejorar en la medida en que todos sus miembros puedan superar o disminuir sus problemas de pobreza e inestabilidad política.

2.2.4. Mercado Común del Sur –MERCOSUR–.

El Mercado Común del Sur empieza con sus primeros pasos el 30 de noviembre de 1985, con la Declaración de Foz de Iguazú o simplemente llamado la Declaración de Iguazú⁶⁴. En tal declaración se plantearon las tentativas para desarrollar un programa de integración bilateral entre Argentina y Brasil, aunque para Julio de 1986, se firma el Acta para la Integración Argentino-Brasileña que lanzó el Programa de Integración y Cooperación Económica (PICE). El PICE se caracterizó básicamente por el gradualismo y la flexibilidad de los mecanismos de liberalización adoptados, en todo caso, estos permitían la reestructuración productiva con el menor costo posible. Por una parte, el gradualismo se reflejó en la inexistencia de plazos para cumplir objetivos; por otro, la flexibilidad provenía de la existencia de mecanismos que permitían revertir concesiones o crear medidas compensatorias cuando se registraran efectos no deseados. Sin embargo, la iniciativa cobro desinterés por parte y parte al considerar que unos se verían más beneficiados que otros; además, existía el temor de la competencia externa (Bouzas

⁶⁴ Los presidentes respectivos de Argentina y Brasil, Raúl Alfonsín (1983-1989) y José Sarney (1985-1990), inauguran el segundo puente que conecta a ambos países, el puente Tancredo Neves, entre Foz do Iguazú y Puerto de Iguazú.

y Fanelli, 2001, p.147). Más tarde, la agudización de los problemas macroeconómicos y el complejo clima político en ambos países relegaron el proceso de integración bilateral.

Ya en Julio de 1990, los presidentes Fernando Alfonso Collor de Mello (1990-1992) y Carlos Saúl Menem (1989-1995 y 1995-1999) firman el Acta de Buenos Aires, y por el cual buscaban un relanzamiento del proceso. En este acuerdo se decidió acelerar el proceso integrador, por lo que se abandona el enfoque selectivo y gradual, y se orientan sus esfuerzos hacia una forma de liberalización en el que se contemplaban rebajas arancelarias. Así mismo, se dejaba también abierta la posibilidad para la adhesión inmediata de cualquier miembro de la ALADI. Y en marzo de 1991, los gobiernos de Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay se reúnen y firman el Tratado de Asunción por el cual se establece el MERCOSUR⁶⁵.

Dentro del tratado de MERCOSUR los estados acordaron el establecimiento de un mercado común al cabo de un período de transición de cuatro años. El mercado común implicaría, entre otras cosas, la libre circulación de bienes, servicios y factores productivos; el establecimiento de un arancel externo común, así como la adopción de una política comercial común con relación a terceros países. Además, se impulsaría la coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales; y se impulsaría el compromiso de los estados partes de armonizar sus legislaciones en las áreas pertinentes para lograr el fortalecimiento del proceso de integración (MERCOSUR, 1991, art.1). En el plano arancelario, el Tratado estableció mecanismos para la desgravación en el comercio de bienes que se completaría para diciembre de 1994 con aranceles cero. Así también, se establecerían un arancel externo común y la adopción de acuerdos sectoriales con el fin de optimizar la utilización y movilidad de los factores de producción (MERCOSUR, 1991, art.5).

En particular, bajo este perfil es indudable que este acuerdo de integración nació contagiado por el Consenso de Washington, pues se observa un sesgo

⁶⁵ Bolivia formalizó su adhesión en la XI Cumbre del MERCOSUR el 17 de diciembre de 1996 mediante la suscripción del Acuerdo de Complementación Económica Mercosur-Bolivia. A finales del 2006 formalizó su pedido de admisión como miembro pleno. Por otro lado Venezuela es miembro asociado entre el 2004 y el 2006 pero se integra como Estado miembro tras firmar el Protocolo de adhesión al Mercosur el 4 de julio de 2006. Como miembros asociados se encuentran Chile (1996), Perú (2003), Colombia (2004) y Ecuador (2004).

fundamentalmente comercial y también político, ya que no contenía compromisos o mecanismos orientados a promover o regular la dimensión social dentro del acuerdo de integración. Aunque para generar esta complementación, en mayo de 1991, se reconoció la necesidad de atender los aspectos laborales y sociales para que la integración signifique un efectivo mejoramiento en las condiciones de trabajo. Por tanto, dentro de este marco se aceptó estudiar las cuestiones laborales y sociales que trae consigo un Mercado Común (Di Filippo y Franco, 1999, p.39). Más tarde, en 1994, se firmó el Protocolo de Ouro Preto, con el cual MERCOSUR nace como persona jurídica, mientras que su vigencia empezó a regir a partir del 15 de diciembre de 1995. Pues bien, tras la reunión de Ouro Preto se crea el Órgano Consultivo Económico-Social, el cual es un órgano de representación de los sectores sociales y económicos que tiene funciones consultivas con capacidad de formular recomendaciones (MERCOSUR, 1994, art.28-30).

En todo caso, con respecto al análisis que se le confiere a MERCOSUR se puede decir que tuvo un enfoque más liberal; y aunque ha intentado aplicar normas referidas en lo social y laboral, con lo que se desvincula del enfoque puramente comercial con que se inició, en la práctica han existido problemas que le han generado un estancamiento. Para Salazar (2008, p.92), los acuerdos bilaterales se han vuelto incompatibles con la unión aduanera por constituir una perforación al arancel externo común; por otro lado, los países miembros no sólo se han otorgado mutuamente un trato preferencial, sino también, han ampliado sus fronteras y han intensificado sus vínculos con los demás miembros de la región. Pero a raíz de ello, “la política adoptada ha sido a través de acuerdos bilaterales en forma cuatupartita, esto es, multilateralizar las preferencias arancelarias acordadas previamente en forma bilateral con terceros países, en el marco de un regionalismo abierto” (Ibídem). Cabe indicar que una vez constituida la unión aduanera en 1995, sus miembros perdieron la capacidad de firmar acuerdos de libre comercio o de complementación económica con terceros países, por lo que dista de la CAN.

Otro de los problemas que existen dentro de MERCOSUR es que no existe un mecanismo ágil y transparente para incorporar las diferentes normas en sus estados partes, tampoco existe un sistema que garantice la jerarquía de las normas comunitarias

sobre las nacionales. Por ejemplo, mientras que para Argentina los tratados internacionales tienen una supremacía frente a las leyes internas, para Brasil, los tratados internacionales no prevalecen sobre las leyes nacionales. Incluso, dentro de Brasil una ley posterior podría derogar a un Tratado (Nielsen y Perotti, 1998), por lo que las normas dentro de este marco de integración no reglamentan nada o están enfocadas inadecuadamente (Crawley, 2004, p.7). Con todo, en adición a los problemas ya planteados se marca la diferencia en el tamaño y las estructuras económicas de sus miembros, lo que da lugar a una interdependencia asimétrica, y en el cual, los socios más pequeños son más dependientes de los mercados vecinos que los socios grandes. Según Sosa (2008, p.14), para tratar de corregir este problema asimétrico se debe dar una mayor efectividad a otros puntos como la circulación de bienes, servicios y personas, donde se eliminen las dificultades que se presentan en sus fronteras.

En términos generales, el objetivo final de los acuerdos tanto de CAN y MERCOSUR han sido constituir una zona de acuerdos y consensos y facilitar el comercio interregional, mientras que su importancia se constituye en que son los mayores bloques regionales de América Latina, y comparten una serie de características que son de suma importancia al momento de plantear los beneficios y potencialidades de una integración regional. Entre estas potencialidades se tiene un mismo idioma, un comparable nivel de desarrollo económico y una complementariedad en su patrón exportador, por lo que una integración energética o cualquier iniciativa de integración se pueden constituir en una verdadera herramienta para superar el mero estímulo del comercio recíproco.

2.3. UNASUR y su integración energética.

La iniciativa para la integración energética suramericana y la misma UNASUR tienen una historia y condiciones comunes para su planteamiento. Pues como primer punto de partida se conoce que en los noventa, y dentro de un contexto mundial, el acceso a la energía se consideró como tema estratégico y de seguridad nacional, especialmente, dentro de los países desarrollados en los cuales la demanda ha sido superior a su oferta frente a los limitados recursos mundiales existentes. En ésta línea, los mayores recursos de petróleo y gas se encuentran en su mayor parte dentro regiones que presentan altos grados de inestabilidad, por lo que el tema energético siempre ha

estado envuelto con cierto nivel de incertidumbre. En este sentido, los países desarrollados diseñaron lineamientos para asegurar su suministro, ya sea: mediante la diversificación geográfica de sus fuentes de abastecimiento, a través del impulso a la suscripción del Tratado de la Carta de Energía⁶⁶, a partir de la liberación de los servicios energéticos en el marco de la Organización Mundial de Comercio (OMC), o a partir del incremento en la participación de las energías renovables dentro de sus matrices energéticas respectivas.

En este marco, la integración energética regional en América Latina y el Caribe estuvo marcada por la política de Estados Unidos, la cual se manifestó a través de la Iniciativa Energética Hemisférica que, a su vez, estuvo alineada con el Consenso de Washington. Pero las medidas para lograr la cooperación energética, en su regulación, apertura comercial y libre circulación de servicios energéticos, no se incluyeron en el texto de dicha iniciativa, sino en los capítulos de inversiones y servicios del Área de Libre Comercio para las Américas (ALCA)⁶⁷ y Tratados de Libre Comercio bilaterales (Ruiz-Caro, 2010a, p.63). En definitiva, luego de que la Iniciativa Energética Hemisférica no abordara de manera explícita la privatización del sector energético; luego de que los países latinoamericanos mantuviesen el predominio inalienable estatal en las compañías petroleras, principalmente en Venezuela y Brasil; de que las reformas liberalizadoras no dieran los resultados esperados en otros sectores de las economías nacionales, bajo la consecuente postura de los gobiernos en rescatar al estado como ente más activo en el sector energético; y, a partir de la autonomía de los estados para regular la explotación de los recursos no renovables, fundamentalmente, la Iniciativa Energética

⁶⁶ El Tratado sobre la Carta de la Energía crea un marco de cooperación internacional entre los países de Europa y otros países industrializados, con el objetivo fundamental de fomentar el potencial energético de los países de Europa central y oriental y garantizar la seguridad de los suministros energéticos de la Unión Europea. En la reunión del Consejo Europeo de Dublín, en junio de 1990, el Primer Ministro de los Países Bajos sugirió que se instaurase la cooperación en el sector de la energía con los países de Europa Oriental y de la antigua Unión Soviética, a fin de estimular su recuperación económica y mejorar la seguridad del suministro de la Comunidad. Invitada por el Consejo, a estudiar la mejor manera de establecer esta cooperación, la Comisión propuso, en 1991, la idea de una Carta Europea de la Energía. Las negociaciones al respecto se iniciaron en Bruselas, en julio de 1991, y concluyeron con la firma de un documento final, en La Haya, el 17 de diciembre de 1991. Nota: Tomado de Unión Europea. Decisión 98/181/CE.

⁶⁷ El Área de Libre Comercio de las Américas, se originó en la ciudad de Miami, en diciembre de 1994; con ella se contemplaba la reducción gradual arancelaria para el comercio regional y las inversiones en los 34 países que la conformaban (menos Cuba). A partir de la cumbre de 2005, en Mar del Plata-Argentina, entra en crisis, al punto en que muchos lo consideraron un proyecto muerto. El proyecto «Área de Libre Comercio de las Américas» se originó en la ciudad de Miami en diciembre de 1994.1 En su versión original contemplaba la gradual reducción de las barreras arancelarias y a la inversión en 34 países de la región, todos menos Cuba, y los países independientes.

Hemisférica perdió vigencia y ya, posteriormente, después de 2001, no tuvieron lugar las reuniones de ministros de energía, que hasta entonces se habían realizado anualmente⁶⁸.

Como segundo punto, Brasil en 1993 propuso la constitución de un área de libre comercio en Suramérica, como reacción frente a la posibilidad de que Estados Unidos acogiera a otros países de la región para ampliar el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y, en el cuál, ya se contaba con México (Mellado, 2010, p.362). Por tanto, una vez iniciado el ALCA, que se percibió como proyecto neoliberal, Brasil frente a esta alternativa trató de contraponerse a la agenda norteamericana y convocó la primera cumbre suramericana en Brasilia, y con ello se iniciaba así el camino hacia la creación de un espacio económico suramericano. Por consiguiente, la idea original para la creación de un espacio suramericano integrado se la reconoce a este país durante el gobierno del presidente Fernando Enrique Cardoso. Con todo, a través de este espacio de integración regional se buscaba concertaciones regionales que permitieran conseguir más ventajas en las negociaciones dentro del ALCA y también dentro de OMC (Gudynas, 2006, p.4). Consecuentemente, UNASUR fue inicialmente establecida el 8 de diciembre de 2004, como Comunidad Suramericana de Naciones y, posteriormente, adquiere su nombre final durante la primera cumbre energética suramericana, en abril de 2007.

2.3.1. Unión de Naciones Suramericanas -UNASUR-.

Como se expresó, la propuesta de una Unión de Naciones Suramericanas se inserta en una historia de reuniones presidenciales que se originaron en el año 2000 con la cumbre de Brasilia, su idea, básicamente, era constituir la integración suramericana. En un principio esta integración se presentó con una visión esencialmente comercial sin el cuestionamiento de las ideas básicas de las relaciones comerciales, se apostaba por mercados libres y se criticaba el proteccionismo comercial que establecen las naciones industrializadas (Gudynas, 2006, p.5). Todo este planteamiento se realizó bajo una concepción de regionalismo abierto, pero el enfoque iría cambiando a medida que se suscitan sus diversas cumbres, aunque como lo expresó Peña (2010, p.32) “en un

⁶⁸ Para mayores referencias sobre la Iniciativa Energética Hemisférica, se sugiere consultar Ruiz-Caro (2006 y 2010).

mundo que cambia sería ilusorio entonces que la región no viva también sus propias transformaciones”. Por consiguiente, entre las principales cumbres se encuentran:

Cumbre de Brasilia (2000).- El comunicado de Brasilia presentó la necesidad de generar acciones conjuntas para avanzar en la modernización de la infraestructura regional y la adopción de acciones específicas para promover su integración y desarrollo económico-social. Dentro de dichas acciones participarían también los sectores de transporte, energía y telecomunicaciones; mientras que su marco constitutivo debía albergar aspectos económicos, jurídicos, políticos, sociales, culturales y ambientales (UNASUR, 2000, n° 36-46). Ya en este comunicado la integración energética era visualizada como un aspecto fundamental (Ibíd., n°39), por lo que hacía mención a la necesidad de ampliar y modernizar la infraestructura en torno a la energía, transportes y comunicaciones.

En diciembre de ese mismo año (2000), tal compromiso se tradujo en un Plan de Acción el cual fue formulado en la reunión de Ministros de Transporte, Energía y Telecomunicaciones de América del Sur, realizado en Montevideo. Este plan de acción se ha constituido como el marco de referencia para el desarrollo de las actividades de la “Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana” (IIRSA).

Consenso de Guayaquil (2002).- La segunda reunión de presidentes o segunda cumbre se realizó en Guayaquil, entre el 26 y 27 de julio de 2002. En suma, se la considera no haber sido una reunión muy vigorosa, ya que los países estaban más preocupados en las negociaciones del ALCA. Además, a finales del 2001 se lanzaron las negociaciones globales con la OMC bajo la ronda de DOHA, en el cual los países suramericanos esperaban una mayor apertura comercial hacia el exterior. A pesar de ello, para Otálvora (2007, p.171), la importancia de dicha reunión en Guayaquil radicó en que, aún cuando no existía una instancia formal que agrupara a los mandatarios, se presentó un documento con las acciones cometidas multilateralmente a partir de los acuerdos enunciados en Brasilia. Este consenso daba cuenta de la reciente creación de un mecanismo de diálogo y concertación política a nivel suramericano y, en el cual, actuarían los Ministros de Relaciones Exteriores de MERCOSUR, CAN, Chile, Guyana

y Surinam, hecho que adelantaba el camino para la creación de la instancia suramericana promovida por Brasil.

En el plano de las infraestructuras, este consenso destacó la voluntad para el fortalecimiento de las conexiones físicas y la armonización de los marcos institucionales, normativos y regulatorios. Además, se firma la vigencia e importancia estratégica de IIRSA⁶⁹ (UNASUR, 2002).

Cumbre de Cusco (2004).- A partir de la Declaración de Cusco, celebrada a través de la III Reunión de Presidentes, y firmada el 8 de diciembre de 2004, se crea la Comunidad Suramericana de Naciones (CASA). Su determinación fue crear un espacio suramericano integrado en lo político, social, económico, ambiental y en infraestructura. A través de este acuerdo se busca fortalecer la identidad propia de América del Sur, además, se busca contribuir con el fortalecimiento de América Latina y el Caribe a partir de una perspectiva subregional propia y que estaría en articulación con otras experiencias de integración regional⁷⁰. (UNASUR, 2004).

Dentro de esta declaración se expresa, también, que el espacio suramericano integrado se desarrollaría y perfeccionaría impulsando varios procesos y, en los cuales, se establecería a la integración energética como base para la profundización de las experiencias bilaterales, regionales y subregionales existentes. De todo ello, la primera cumbre presidencial de CASA fue convocada para septiembre de 2005, con sede en Brasilia.

I reunión de jefes de estado de CASA (2005).- Esta IV Reunión de Presidentes, denominada I reunión de jefes de estado de la comunidad suramericana de naciones, fue celebrada el 29 y 30 de Septiembre de 2005. Aquí se establece una institucionalidad mínima, reuniones ministeriales periódicas y el establecimiento de áreas de acción prioritarias. De igual manera, se recalcó el establecimiento de una zona

⁶⁹ Dentro del Consenso de Guayaquil, los Jefes de Estado resaltarían el informe emitido por el IIRSA el que incluyó la identificación de proyectos de transporte, energía y telecomunicaciones. Asimismo, manifiestan la satisfacción por el trabajo conjunto realizado por el BID, la CAF y el Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata, que juntos conforman el Comité de Coordinación Técnica de la Iniciativa, y el cual es considerado pilar fundamental para la continuidad del proceso.

⁷⁰ La Declaración de Cusco hace referencia a la profundización de la convergencia entre MERCOSUR, la Comunidad Andina y Chile a través del perfeccionamiento de la zona de libre comercio.

de libre comercio, y se declara también a la integración energética como área de acción prioritaria para el proceso de integración regional (UNASUR, 2005a, n°1, n°5, n°7, n°11 y n°16)⁷¹. Para este momento, la agenda de integración energética suramericana había ganado especial relevancia a raíz, esencialmente, del intenso activismo internacional del gobierno venezolano (Otálvora, 2007, p.172).

II reunión de jefes y jefas de estado de CASA (2006).- En la conocida como II reunión de jefes y jefas de estado de CASA⁷², realizada en Cochabamba, en diciembre de 2006, se decide colocar la piedra fundamental constitutiva de CASA. Este sería un modelo complejo de integración que buscaría el desarrollo de un espacio integrado en lo político, social, cultural, económico, financiero, ambiental y en infraestructura. Dentro de la declaración se establece como fundamento tomar un modelo diferente a los anteriores, este debería ser un modelo que comprenda los aspectos relacionados al ámbito comercial, pero tendría también una articulación económica y productiva más amplia, así como nuevas formas de cooperación tanto a nivel público como privado⁷³. En consecuencia, en dicha declaración se plantean los objetivos regionales y los principios rectores de la integración.

Entre los objetivos para alcanzar la integración regional se mencionaría a la integración energética para el bienestar de todos, esta integración sectorial sería vista como una articulación de las estrategias y políticas nacionales para un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de la región. Dicha labor se encontraría a cargo de la Comisión de Altos Funcionarios de la Comunidad Suramericana de Naciones, del Grupo de Trabajo de Energía, y además, se contaría con la participación

⁷¹ En ese mismo año, 2005, se realiza una reunión extraordinaria, ya que se había ponderado la necesidad de una mayor profundización en el contenido de la integración y de las reformas institucionales. Por ello, en su reunión extraordinaria, realizada en Diciembre de 2005, en Montevideo, se establece la decisión de crear a una comisión de reflexión con el fin de producir un Documento de Reflexión para ser sometido en la próxima reunión de jefes de Estados. Esta reunión se realizaría en Cochabamba-Bolivia para diciembre del siguiente año (UNASUR, 2005b). Nota: Para un extracto de la Declaración de Brasilia, 2005, se aconseja ver el Anexo E.

⁷² Esta Cumbre posteriormente se llamaría II Cumbre de UNASUR.

⁷³ El modelo, básicamente, se basaría en seis principios rectores: (i) Solidaridad y cooperación; (ii) Soberanía, respeto a la integridad territorial y autodeterminación de los pueblos, según los principios y objetivos de las Naciones Unidas; (iii) Paz, para que América del Sur continúe siendo una zona de Paz; (iv) Democracia y pluralismo; (v) Derechos humanos universales; y (vi) Armonía con la naturaleza para un desarrollo sostenible (UNASUR, 2006b). Nota: Para un extracto de la Declaración de Cochabamba, 2006, ver Anexo E.

de los Ministerios del Área de Energía y con la coordinación de los encargados de IIRSA (UNASUR, 2006b).

I cumbre de integración energética (2007)⁷⁴.- Los Jefes y Jefas de estado de acuerdo a lo establecido en la Declaración de Cochabamba se reúnen el 16 y 17 de abril de 2007, en Porlamar, Isla de Margarita (Venezuela); fue la primera cumbre energética suramericana y, correspondientemente, surge de ella la respectiva Declaración de Margarita⁷⁵. En dicha declaración se ratifican los principios rectores de la integración energética regional de la Comunidad Suramericana de Naciones (CASA)⁷⁶.

Entre los principios establecidos en tal declaración se encuentra: Promover a través de inversiones conjuntas el desarrollo y la expansión de la infraestructura energética; establecer una sistematización y evaluación del balance energético suramericano con el fin de proyectar una matriz energética regional; identificar opciones de integración energética y fomentar proyectos de integración; impulsar el desarrollo de las energías renovables; reconocer el potencial de los biocombustibles para diversificar la matriz energética; desarrollar programas en materia de ahorro y uso eficiente de la energía; promover la cooperación entre las empresas petroleras nacionales de los países miembros; estudiar los mecanismos que permitan avanzar en la compatibilización de reglamentos, normas y especificaciones técnicas que viabilicen la materialización de interconexiones; y, entre otros, generar el intercambio energético entre países (UNASUR, 2007). Como punto interesante, a raíz de las propuestas del gobierno venezolano se reconocen a las iniciativas de Petroamérica, Petrosur y

⁷⁴ Esta primera Cumbre Energética Suramericana se la realizó en abril de 2007. En dicha cumbre los mandatarios decidieron adoptar el nombre de Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR). Establecieron su sede permanente en Ecuador; adicionalmente fijan la reunión de la próxima cumbre de los Jefes de Estado que debería realizarse en enero del 2008 en Colombia. Sin embargo por conflictos que se dieron entre Ecuador y Colombia, tal cumbre se realizaría en la ciudad de Brasilia en Brasil.

⁷⁵ Para ver la Declaración de Margarita, 2007, acudir a Anexo E.

⁷⁶ En la cumbre presidencial de Margarita mencionada y destacada siempre como “I Cumbre Energética”, los presidentes aprobaron la propuesta de cambio de nombre de Comunidad Suramericana de Naciones por el de “Unión Suramericana de Naciones”. Por otro lado se cambia el término “Sudamérica” que aunque se afirma es una acepción correcta, el uso del término “Suramérica” es más explícita en su referencia al sur del planeta. De esta forma no se generaría otro tipo de connotaciones que le asemejarían a un anglicismo o galicismo. El término de “Naciones” se la preservaría por corresponder más apropiadamente al contenido humano del proceso que se pretende, proceso que no puede ser sólo Estatal. (Cardona, 2008, p.20).

Petroandina⁷⁷ para incrementar la cooperación y la coordinación de sus esfuerzos de energía.

Así mismo, dentro de dicha declaración los presidentes subrayaron que la integración energética deberá servir como herramienta para promover el desarrollo social, económico y la erradicación de la pobreza. Además, reiteraron el compromiso con la universalización del acceso a la energía como derecho ciudadano⁷⁸.

Cumbre extraordinaria de Brasilia (2008).- En esta cumbre extraordinaria realizada en Brasilia, el 23 de mayo de 2008, los Jefes y Jefas de estado de los países suramericanos deciden constituir a la Unión de Naciones Suramericanas; y se tomaría como base el término de “Unión” puesto que representa un sentido mucho más amplio de integración, donde no solo se pensaría en la creación de un espacio de libre comercio, sino que involucra crear algo más:

Un espacio de integración y unión en lo cultural, social, económico y político entre sus pueblos, otorgando prioridad al diálogo político, las políticas sociales, la educación, la energía, la infraestructura, el financiamiento y el medio ambiente, entre otros. Su mira sería eliminar la desigualdad socioeconómica, lograr la inclusión social y la participación ciudadana, fortalecer la democracia y

⁷⁷ Petroamérica, es una iniciativa promovida por el gobierno de Venezuela para la integración energética, anunciada como parte integrante de un proyecto más global denominado Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA). Está diseñada como un mecanismo que posibilite y estimule la creación de instrumentos de cooperación e integración entre los países de Centroamérica, el Caribe y Suramérica, utilizando los recursos energéticos de la región como su principal herramienta. Petroamérica, por su parte, engloba tres iniciativas sub-regionales de integración energética: Petrosur, Petrocaribe y Petroandina. La primera, Petrosur, agrupa todas las iniciativas de intercambio y cooperación energética entre Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay y Venezuela. La segunda, Petrocaribe, por su parte, reúne a catorce países de la región del Caribe con Venezuela. Por último, Petroandina, pensada inicialmente como una iniciativa para fortalecer la presencia de Venezuela en la Comunidad Andina de Naciones (CAN), pero con la salida del país de ese escenario de integración regional se sigue pensando como una herramienta para la relación, en temas energéticos, con Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. Para mayores detalles de estas iniciativas, se sugiere Lander (2007, p.118-123).

⁷⁸ El Secretario General de Naciones Unidas en 2009, tras la Cumbre de Copenhague, constituye un Grupo Consultivo de Alto Nivel para el asesoramiento en temas de Energía y Cambio Climático. Este grupo hizo público en Abril 2010 un informe denominado “Energía para un Futuro Sostenible”. En dicho informe identifican básicamente dos prioridades: (a) El acceso universal a la energía: 100% acceso para las necesidades básicas humanas en 2030, y (b) La mejora de la eficiencia energética: Reducción de un 40% de la intensidad energética en 2030.

reducir las asimetrías en el marco del fortalecimiento de la soberanía e independencia de los estados (UNASUR, 2008a, art. 2)⁷⁹.

Entre otras cosas, el proceso de integración sería alcanzado a través de un proceso innovador, en el que se incluyan todos los logros y avances hechos en los procesos de MERCOSUR y CAN, así también, de las experiencias tanto de Chile, Guyana y Surinam. Este tratado de acuerdo a Solón (2008, p.12), fue el resultado de doce países, doce voluntades políticas que vieron la conveniencia de integrarse, ya que “para gravitar en el mundo del presente es necesario integrarse”. Sin embargo, aunque UNASUR presenta unos amplios objetivos, para Gardini (2010, p.22), está por responder si es realmente un proceso de integración regional propiamente dicho o es una mera instancia de coordinación y cooperación interestatal, pues “el estatus y su verdadera naturaleza sigue estando aún por definir (...), además, las idiosincrasias entre sus miembros son tan visibles que pueden dificultar cualquier desarrollo futuro institucional o político”.

Desde luego, si revisamos su situación quedan indefinidos varios aspectos elementales, por ejemplo, UNASUR, más allá de estar dotada de personalidad jurídica internacional se encuentra condicionada bajo los límites y posibilidades de cada uno de los estados miembros. Esto se refleja incluso dentro del mismo Tratado constitutivo en el que “...cualquier Estado Miembro podrá eximirse de aplicar total o parcialmente una política aprobada, sea por tiempo definido o indefinido, sin que ello impida su posterior incorporación total o parcial a la misma” (UNASUR, 2008a, art. 13). Bajo este supuesto, el cual rige su institucionalidad con un carácter intergubernamental a medias, se puede observar la amplia flexibilidad que se le otorga a cualquier estado en crear compromisos. Por otra parte, dentro del mismo Tratado constitutivo se deja abierta su definición, pues este espacio geográfico prescinde de cualquier intento para la creación de organismos supranacionales y, por el contrario, operaría “de manera participativa y consensuada”, como “un espacio de integración y unión...” (Art. 2). Para Solón (2008, p.13), ahora mismo, nadie niega la necesidad de avanzar en entidades supranacionales dentro de UNASUR; pero la decisión hoy, por parte de los estados miembros, es no contemplarla y que las decisiones sean a través de acuerdos entre gobiernos.

⁷⁹ Para ver el Tratado Constitutivo de UNASUR, se aconseja acudir a Anexo E.

No cabe duda, bajo todo el contexto de análisis, que el accionar político para UNASUR será uno de los temas más fundamentales y difíciles de desarrollar. Para llegar a consensos el proceso deberá estar plagado de iniciativas y actividades que afirmen la identidad de la región, sin olvidar todos los elementos de desarrollo que se han establecido dentro de su marco orientador. En consecuencia, el tema se hace mucho más complejo, por lo que el proceso deberá orientarse desde las potencialidades que puedan desprenderse de los logros que se han alcanzado a través de CAN y MERCOSUR y, junto a ello, con las aportaciones que pueda conseguirse a través de la interrelación entre los países miembros.

2.3.2. Integración energética suramericana.

La Declaración de Margarita fue firmada en el año 2007, por los jefes y jefas de estados de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Uruguay, Surinam y Venezuela. Dentro de esta declaración se ratificaron los principios rectores de la integración energética regional; adicionalmente, en dicha cumbre se presentó la propuesta de lineamientos para la estrategia energética suramericana, un plan de acción, y el compromiso para la elaboración de un tratado energético de Suramérica, por tanto, estos puntos se toman como la base constitutiva para el impulso de la integración energética suramericana. A su vez, esta integración sectorial sería declarada posteriormente como objetivo específico en el Tratado Constitutivo de UNASUR (art.3) y, en el cual, se reconoce al Consejo Energético de Suramérica como parte de su institucionalidad (art.5).

Por otro lado, la Declaración de Margarita toma como actores principales al estado, la sociedad y a las empresas del sector; además, marca el aprovechamiento de las complementariedades económicas para disminuir asimetrías existentes y avanzar hacia la unidad suramericana. De igual manera, se establece el impulso para el desarrollo de la infraestructura energética como elemento que garantice la sostenibilidad de la integración regional; de ello, se espera el fortalecimiento de las relaciones existentes entre los países miembros sobre la base del uso sostenible de los recursos (UNASUR, 2007). Estos amplios objetivos en torno al sector energético y su integración tienen su fundamento en que la energía ha sido y sigue siendo uno de los

principales vectores de desarrollo de las sociedades, por lo que posee un carácter estratégico para todas las naciones. En todo caso, las posibilidades de integración energética regionales se presentan como una oportunidad de mayor escala para mejorar las condiciones de desarrollo como cohesión social, gobernabilidad democrática y organización política (Bodemer, 2010, p.181).

Referente a complementariedad energética, cabe recordar que en Suramérica los recursos energéticos no se encuentran distribuidos por igual, algunos países presentan condiciones deficitarias y otros superavitarias. Dentro del primer grupo y en términos globales se encontrarían Brasil, Chile, Guyana y Uruguay, mientras que, en el segundo grupo estarían Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú y Surinam⁸⁰. Bajo una perspectiva de futuro, se espera que ambos grupos generen condiciones de especialización, con lo cual se potenciaría en los estados el acceso a economías de escala con alcance regional. Como consecuencia, se espera inminentemente que los estados mejoren sus condiciones de eficiencia energética al poder aprovechar sus capacidades instaladas⁸¹ que, en el caso específico de la energía eléctrica, su producción no puede almacenarse por lo que exige mayor coordinación y esfuerzos para una alta eficiencia. Aunque para Lander (2007, p.121), la integración dentro de los países de la CAN tiene menores estímulos materiales que en otros países de la región, ya que todos ellos tienen importantes reservas de hidrocarburos y mercados internos cercanos al autoabastecimiento. Esto hace que no se cumpla la complementariedad necesaria para que los acuerdos fluyan impulsados por el interés mutuo; pero como lo veremos más adelante, esta visión es cortoplacista. Pues, por ejemplo, la generación eléctrica posee condiciones estacionales contra cíclicas dentro del subcontinente (entre norte y sur); y, en cuanto a hidrocarburos, ciertos países disponen de reservas limitadas.

⁸⁰ Para tal afirmación acerca de países energéticamente superavitarios o deficitarios, se ha hecho uso de los datos estadísticos globales mostrados por la US-IEA (en línea, ref. de 01 de octubre de 2011). Estos datos están expresados en unidades energéticas en BTU con actualización de datos que llegan al 2008. Para el caso de Perú si se ha contado con los recursos energéticos derivados de sus reservas gasíferas a 2011. Para el caso de Brasil hasta que no conozcan realmente las reservas de Presal no se puede emitir un criterio diferente de deficitario.

⁸¹ Se debe recordar que la operatividad de equipos eléctricos y maquinaria, dentro de las plantas productoras de energía eléctrica, se encuentran en base a la demanda requerida minuto a minuto. Por lo que a escala nacional muchas de las generadoras suspenden las actividades de generación hasta cuando se requiera nuevamente su participación dentro de la matriz energética.

A su vez, con una visión de complementariedad energética, la apertura al comercio energético con su respectiva integración en infraestructura brindará actividades que tejerían e impulsarían otras áreas como habría sido visto en experiencias pasadas. Ese fue el caso de los diversos proyectos eléctricos binacionales que entraron en operación en los años ochenta, como Salto Grande, Yaciretá e Itaipú. Pues no sólo contribuyeron con la ampliación del mercado energético en la región, sino que dinamizaron el crecimiento económico e impulsaron inversión pública y privada, a su vez, dieron origen de manera paralela a la construcción de instituciones, marcos regulatorios, foros de discusión, creación de empleo, ampliación de la oferta eléctrica e incremento en la eficiencia energética (De Castro, Ferreira y Rosental, 2009).

Del mismo modo, dentro de tal integración sectorial se hallan otras expectativas adicionales de fuerte carácter, como por ejemplo, la reasignación de recursos o la conformación de actividades productoras bajo condiciones superavitarias o geográficas, lo que puede generar especializaciones sectoriales, unas compatibles con otras. Por ello, es meritorio recordar que unos países se encontraran más propensos a desarrollar un tipo de fuente energética que otros, por lo que se espera que bajo un mercado más eficiente estos países busquen una especialización en sus diversas áreas. Consecuentemente, podrán direccionarse hacia aquellos sectores de mayor acogida dentro del futuro inmediato, como los biocombustibles, energía eólica, geotérmica y demás. A su vez, estas nuevas actividades de especialización se podrán acompañar con el desarrollo y conformación de empresas en servicios, asesoría, producción de partes, repuestos de maquinaria o equipo especializado bajo la creación de “familias de productos o complejos industriales”⁸².

Otros efectos que se vislumbran, a raíz de la consecución de esta integración o a partir de sus mecanismos de cooperación, se darán junto a las obras complementarias que se irán desarrollando en torno a la consolidación de los diversos acuerdos energéticos. Es así que, para la construcción de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, refinerías, explotación de campos petrolíferos y demás proyectos

⁸² La generación de familias de productos y complejos industriales, como beneficios positivos, fue ya expresado por Ffrench-Davis (1978), al hablar sobre Alcances de los Acuerdos de Producción dentro de los marcos generales en los procesos de integración. Estos acuerdos hacían referencia a especializaciones o asignaciones que se hacen a Estados miembros como ventaja para el desarrollo de cierta actividad económica.

energéticos, surge el requerimiento para la construcción de infraestructura complementaria que de acceso a las fuentes energéticas, y que ésta, pueda realmente fluir entre puntos requeridos. Por tanto, la integración energética además de permitir el suministro sin la paralización correspondiente de la actividad productiva de unos, permitirá la mejora de la eficiencia en otros, lo que conlleva también beneficios económicos tanto para el proveedor como para el demandante y, bajo este efecto, dinamizaría también a los demás campos productivos.

Pero fuera de las bondades que se marcan con este proceso de integración energético en Suramérica, las posibilidades para su consecución en el corto y mediano plazo se vuelven dificultosas. Pues a pesar de los problemas que se han tratado hasta ahora, los mecanismos que existen en la actualidad para impulsarlo son limitados. Para Ayuso (2010, p.170), el tema de integración energética ha tomado gran protagonismo, puesto que existe un gran potencial de complementariedad en la región, aunque los intereses divergentes han dificultado la concreción de las iniciativas más ambiciosas y, actualmente, la mayor iniciativa global suramericana es el programa de IIRSA⁸³. Para esto, UNASUR, la ha asumido como uno de sus soportes centrales, sin embargo, este proyecto mantiene una institucionalidad propia y diferenciada (ibídem).

2.4. IIRSA ¿mecanismo impulsor de la integración energética?

2.4.1. Antecedentes.

La Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA) fue creada bajo el Comunicado de Brasilia, en el año 2000, con el propósito de promover el desarrollo de infraestructura que integren a los países suramericanos. Como fue ya explicado anteriormente, en la sección 1.4, en la primera cumbre de Jefes y Jefas de estados suramericanos se planteó desde el inicio la necesidad de contar con un plan de acción para la ampliación y modernización de infraestructura en áreas de energía, transportes y comunicaciones (UNASUR, 2000, n°40). Es así como IIRSA se convierte en un mecanismo institucional de coordinación de acciones intergubernamentales, cuyo objetivo es construir una agenda común para impulsar proyectos de integración en

⁸³ Al decir que IIRSA se convierte en la mayor iniciativa global suramericana, se descarta las consideraciones que podrían hacerse a Petroamérica, puesto que dichas iniciativas giran más en torno a los acuerdos binacionales realizados entre PDVSA y las diversas empresas energéticas estatales. Para detalles de los varios acuerdos realizados en este orden, se sugiere Informe de Gestión Anual 2011 de PDVSA (PDVSA, 2012).

infraestructura en las áreas ya mencionadas. Así mismo, este mecanismo institucional se convierte en el único impulsor de la integración energética, ya que el Consejo de Ministros de Energía, instaurado dentro de la Declaración de Margarita, no ha podido sacar adelante el Tratado de Energía con el cual se encuentran comprometidos desde el año 2007, y aún, en su III Consejo Energético realizado en mayo de 2012, se prosigue con las negociaciones acerca del mismo.

Por tanto, se podría expresar que las obras de infraestructura, actualmente, serían los únicos mecanismos hábiles para el impulso de la integración energética suramericana. Así también, se descarta la posibilidad de que el proyecto energético originalmente planteado fuese impulsado por un país aglutinador, puesto que “ni siquiera los de mayor dimensión económica –como el caso del Brasil (...) tienen los recursos de poder relativo ni la capacidad financiera o tecnológica que le permita actuar como aglutinador de los demás” (Peña, 2010, p.29).

De hecho, autores como Fernández (2010, p.239), pone en duda si IIRSA es realmente un acuerdo regional suramericano de beneficios mutuos, ya que solo facilita el acceso a los mercados internacionales. Pues un indicio claro de esto es que un grupo de países suramericanos pese a ser signatarios del acuerdo no tienen participación en los proyectos que están actualmente en marcha. Además, IIRSA ha sido acusada de que los beneficiarios directos de las obras de interconexión propuestas son las grandes empresas transnacionales o que Brasil es el gran beneficiario al tener participación en todos los ejes de desarrollo activos, de manera directa e indirecta, por tanto, Brasil es el principal interesado en el funcionamiento de IIRSA. Adicionalmente, el financiamiento se vuelve otro problema estructural de IIRSA, pues debe mencionarse que las obras impulsadas deberán ser pagadas por los países donde se desarrollan la mismas, además de cubrir los costos de mantenimiento y pago de subsidios millonarios, sin que se observen los intereses subregionales y el retorno económico para los beneficiarios indirectos.

2.4.2. Modelo y aspectos institucionales de IIRSA.

La integración energética suramericana, como ya lo sabemos, conlleva metas y sesgos provenientes de UNASUR, los mismos que fueron alcanzados a través de las diferentes cumbres de integración regional. Esto ha hecho que tal proceso sectorial se

encuentre dotado de una complejidad enorme al encargarle abanderar procesos de desarrollo social, económico, ambiental y político-institucional. Por otra parte, IIRSA, tiene su objetivo centrado en el impulso de infraestructura en transporte, energía y comunicaciones. Y aunque también presenta responsabilidades sociales conexas, éstas se expresan más desde un punto de vista retórico integracionista (ver principios orientadores); por otro lado, se deslinda directamente de cualquier marco institucional existente al mantener una estructura institucional propia, como ya lo habría expresado Ayuso (2010, p.170). Como consecuencia, la estructura institucional de IIRSA se torna ambigua ante los lineamientos establecidos por UNASUR o ante lo expresado a través de su integración energética. Por tanto, pretender encaminar a la integración energética suramericana bajo este simple mecanismo (IIRSA) es romper o desvincular los conceptos con el cual nace dicha integración sectorial, el cual, cabe recordar, fue pronunciado como herramienta importante para promover el desarrollo integral de la región.

De hecho, los principios orientadores de IIRSA indexan al desarrollo y metas sociales como procesos espontáneos al impulso de la infraestructura y a los movimientos comerciales que se deriven de estos. Así también, IIRSA consciente de ello, destaca que el mejoramiento de la infraestructura es solo una parte del vector de desarrollo sostenible ⁸⁴, generador de empleo e ingresos para las poblaciones involucradas (IIRSA, en línea-a). En todo caso, para desvelar un poco más el debate se mencionan y analizan a continuación los principios orientadores de IIRSA, los cuales son:

Regionalismo abierto⁸⁵.- Dentro de este principio, IIRSA destaca reducir al mínimo las barreras internas de comercio, los cuellos de botella de la infraestructura y los sistemas de regulación y operación (Ibídem). Además, su interés es retener y distribuir una mayor parte de los beneficios surgidos del comercio en la región desde los sectores productivos. En todo caso, queda clara la ambigüedad que existe con el proceso de integración de UNASUR y de su integración energética, pues el regionalismo abierto tiene un corte liberal, el cual es un modelo que se permite considerar agotado a raíz del

⁸⁴ Para analizar los campos que involucra el desarrollo sostenible, se aconseja revisar nuevamente la sección 2.2 de esta tesis.

⁸⁵ Para mayores detalles de regionalismo abierto como modelo exiguo dentro del proceso de integración global de UNASUR, consultar sección 1.5.2.

nuevo ciclo de gobiernos de izquierda que promovieron una mayor autonomía de la región en el conjunto del sistema internacional (Sanahuja, 2009, p.11 y Sanahuja, 2010, p.87).

Ejes de integración y Desarrollo.- A partir de la provisión de servicios energéticos e infraestructura, dentro de las franjas territoriales denominadas “ejes de integración y desarrollo”, se promovería el desarrollo de negocios y cadenas productivas con grandes economías de escala (IIRSA, en línea-a). Estos ejes tienen una orientación más encaminada a promover zonas de alto potencial productivo de sectores aislados o subutilizados, más como impulsores exógenos que endógenos. De igual manera, el desarrollo integral de estos sectores geográficos queda indexado como proceso autónomo hacia las actividades relacionadas con el impulso de infraestructura y desarrollo de comercio.

Sostenibilidad económica, social, ambiental y político-institucional.- En este punto, IIRSA referencia que la sostenibilidad social surge por el impacto visible del crecimiento económico sobre la calidad de vida de la población, mientras que la sostenibilidad político-institucional se deriva “de los diversos agentes públicos y privados de la sociedad” y está en función de “lo que puedan y quieran contribuir al proceso de desarrollo e integración (Ibídem).

Tecnologías de la información.- Aquí IIRSA resalta que la difusión y usos intensivos de las tecnologías apoyan la transformación de los procesos productivos y el funcionamiento general de la sociedad. Y aunque expresa algo convincente, no define vías para conseguir como la población pueda vincularse al aprendizaje de estos procesos informáticos.

Coordinación público-privado.- Dentro de este principio orientador subyace la necesidad de coordinación y cooperación para el desarrollo de un ambiente regulatorio y adecuado. A pesar de ello, IIRSA estima que dicha coordinación deberá ser llevada entre gobiernos y empresas privadas, a través de la promoción de asociaciones estratégicas públicos-privados. Bajo este planteamiento, desaparece cualquier concepto

profundo de pluralismo, lo que resulta criticable a partir de lo establecido en la Declaración de Margarita y en las demás declaraciones que le anteceden.

En términos generales, se ha visto que desde la óptica del modelo de integración integral IIRSA presenta múltiples limitaciones para la consecución de los amplios objetivos estipulados desde UNASUR. Esto se refleja más aún en sus “líneas de acción”, sobre los cuales encamina sus políticas que, de igual manera, se envuelven bajo una retórica integracionista sin algún compromiso profundo. Entre las más relevantes se exponen, la primera, mecanismos de participación y consulta, el cual cumpliría con una visión pluralista, no obstante, se orienta sólo a la participación que se daría a la población en la definición y selección del proyecto sobre aquella comunidad involucrada (IIRSA, en línea-d). Y, como segunda línea, mejorar la calidad de vida y las oportunidades de las poblaciones locales en los ejes de integración regional, aunque aquí se vincula nuevamente a la creación de infraestructura con el impacto positivo local para que se dé su desarrollo. Es decir, bajo este par de políticas estructurales se resalta nuevamente la subjetividad del desarrollo con el impacto de los proyectos en las poblaciones y sectores.

2.4.3. Estructura institucional.

IIRSA, más allá de sus limitaciones no deja de convertirse en un mecanismo importante al momento de dar viabilidad o implementar las decisiones emanadas por los Jefes de estado en cuanto a desarrollo de infraestructura regional se refiere, por ello, al interior de esta institución surge la importancia de contar con mecanismos rectores que concreten sus acciones. Por tanto, estos mecanismos o unidades administrativas se encargan de dar seguimiento a los proyectos emanados, por lo cual, en ello radica la importancia de poseer un perfil técnico y político en su estructura organizacional. Entre los mecanismos creados, se encuentran el comité de dirección ejecutiva, comité de coordinación técnica y grupos ejecutivos (IIRSA, 2000).

El comité de dirección ejecutiva (CDE), lo componen representantes de los gobiernos en cada una de las áreas de competencia, tiene una presidencia y dos vicepresidencias, mientras que su secretaría está conformada por el comité de coordinación técnica. El CDE sugiere orientaciones de política en cuanto a las áreas del

“plan de acción”, en materia de coordinación de planes e inversiones, marcos regulatorios, marcos reglamentarios e institucionales, y de financiamiento.

Por otro parte, el comité de coordinación técnica (CCT) se encuentra conformado por un comité de dirección técnica integrado por representantes del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Corporación Andina de Fomento (CAF) y el Fondo para el Desarrollo de la Cuenca del Plata (FONPLATA). El CCT se orienta a la identificación de una cartera de proyectos fundados bajo una visión unificada, a partir de la recomendación de los estados para la mitigación de fallas de mercado, para la promoción en la participación del sector privado y de la selección de recursos financieros públicos o privados para el desarrollo de proyectos.

Y en tercer lugar, los grupos técnicos ejecutivos (GTE) cuyos integrantes lo componen expertos designados por los Gobiernos y que pertenecen a aquellas entidades que los respectivos gobiernos consideren pertinentes. Su función es analizar temas específicos por cada “eje de desarrollo”, entre estos temas están: la armonización y compatibilización de marcos normativos, métodos para la identificación y evaluación integrada de proyectos, estudios de los aspectos ambientales y sociales, acciones que impulsen el desarrollo de zonas de densificación económica abarcadas por el área de influencia del eje respectivo y, entre otros, definición de mecanismos institucionales.

En consecuencia, y luego de revisar la estructura institucional de IIRSA, se deja nuevamente asentada la falta de carácter para la creación de organismos decisores en los aspectos amplios que implica el modelo de desarrollo integral. De hecho, aquí sólo se llama “a la promoción en la participación del sector privado y a la selección de recursos financieros públicos o privados para el desarrollo de proyectos” (IIRSA, 2000). Se lo relega entonces, a este proceso de integración energético, hacia las generalidades, hacia una búsqueda de esquemas de cooperación basados en la conformación de proyectos binacionales o multilateral entre países a partir del mejoramiento de la infraestructura, en torno a las áreas de acción de la energía, transportes y comunicaciones. Incluso, pensar en organismos paralelos a IIRSA que viabilicen aquellas metas amplias se torna complicado, pues la Declaración Presidencial de Brasilia, en el año 2005, establece limitantes “La Comunidad Suramericana de Naciones se establecerá con base en la

institucionalidad existente, evitando la duplicación y superposición de esfuerzos, sin nuevos gastos financieros, estableciendo coordinación entre las Cancillerías, con el apoyo de los organismos de integración existentes y perfeccionando su funcionamiento” (UNASUR, 2005, n°7).

2.4.4. Los “ejes de integración y desarrollo” y los “procesos sectoriales de integración”.

A partir de la cumbre de Brasilia (2000), y por disposición de los jefes y jefas de estados, los ministros de transporte, energía y telecomunicaciones de los doce países suramericanos se reúnen y elaboran un plan de acción para la integración de la infraestructura regional de América del Sur, junto a ello, se postulan las líneas de acción y varios mecanismos para la implantación de las decisiones tomadas del máximo organismo de la UNASUR (IIRSA, 2000). El plan de acción fue emitido bajo el enfoque de ejes de integración y desarrollo (EID), se los crea a partir de nuevas referencias geoeconómicas para la planificación territorial suramericana, y se lo complementa con el desarrollo de acciones en materia de procesos sectoriales de integración, espacios para la identificación y resolución de obstáculos de tipo normativo e institucional. En conjunto, estas acciones tendrían como finalidad mejorar la competitividad y promover el crecimiento sostenible de la región.

Basados en estos preceptos y en los principios orientadores definidos en el año 2000, IIRSA, identifica los EID los mismos que son franjas multinacionales de territorio en donde se concentran espacios naturales, asentamientos humanos, zonas productivas y flujos comerciales. Ya dentro de estas franjas territoriales se identifican los requerimientos de infraestructura física a fin de articular el territorio con el resto de la región, para así, planificar inversiones y mejorar la calidad de vida de sus habitantes. De ello, IIRSA estructuró al continente suramericano en diez ejes, los cuales son: Andino⁸⁶,

⁸⁶ El Eje Andino está integrado por los principales nodos de articulación tanto de Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia. Cuenta con principales recursos mineros, además posee significativos excedentes energéticos en petróleo, gas e hidroelectricidad, en razón de ello, se constituye en un sector competitivo para industrias intensivas en energías. Por estas razones, el eje posee un potencial para el desarrollo de empresas orientadas a los servicios y tecnologías asociadas al sector energético. A su vez, el sector eléctrico se encuentra cada vez más abierto a la participación de inversionistas y operadores privados, esto ha llevado al impulso hacia la modernización, optimización e interconexión de los sistemas eléctricos nacionales (IIRSA, 2004 y 2010).

Andino Sur⁸⁷, de Capricornio⁸⁸, Hidrovía Paraguay-Paraná⁸⁹, Amazonas⁹⁰, Escudo Guyanés⁹¹, Sur⁹², Interoceánico Central⁹³, MERCOSUR-Chile⁹⁴ y Eje Perú-Brasil-Bolivia⁹⁵ (IIRSA, 2000, p.8).

⁸⁷ De acuerdo a la página de IIRSA, aún no se han desarrollado propuestas técnicas para este Eje de Integración y Desarrollo (IIRSA, 2010).

⁸⁸ El Eje de Capricornio lo conforma un sector bioceánico, implica importantes instalaciones portuarias tanto en el Pacífico como en el Atlántico, y comprende el entorno del Trópico de Capricornio. Este Eje involucra a los sectores de: los Estados de Rio Grande do Sul y Paraná de Brasil; Noreste de Argentina encontrándose aquí las provincias de Misiones, Corrientes, Formosa y Chaco, además de la región del sur de Paraguay; Noroeste de Argentina la que comprende las provincias de Santiago del Estero, Tucumán, La Rioja, Catamarca, Salta y Jujuy; Sur de Bolivia con el Departamento de Tarija; Norte de Chile con las provincias de Antofagasta y Atacama (IIRSA, 2004 y 2010).

⁸⁹ El Eje Hidrovía Paraguay-Paraná comprende varias regiones de Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay vinculadas de manera directa con los ríos Paraguay, Paraná, Tieté y Uruguay. Este Eje tiene el gran potencial de convertirse en un eje articulador, Norte-Sur, pues vincula a los Ejes transversales del Interoceánico Central, Capricornio y MERCOSUR-Chile. Aunque la importancia que se da aquí, radica sobre todo en la integración fluvial dentro de dicha área de influencia, más allá de esto, concentra un contingente importante de hidroeléctricas binacionales. En todo caso este Eje presenta un gran potencial para la integración energética ya que se complementa con la capacidad gasista y con la capacidad para aumentar el nivel de producción y uso de biocombustibles (IIRSA, 2004 y 2010).

⁹⁰ El eje Amazonas cubre una extensa región y busca la unión bioceánica desde los puertos de Colombia, Ecuador y Perú, en el Océano Pacífico, hacia las costas brasileñas a través del puerto de Manaus y luego hacia los puertos atlánticos de Macapá y Belén. Aunque este eje está enfocado hacia el desarrollo del transporte multimodal por su potencial hidrológico, dado sus enormes posibilidades de llevar productos de océano a océano, posee también un gran potencial para la explotación de minerales, petróleo y gas existentes en su interior (Ibidem).

⁹¹ Dentro del Eje Escudo Guyanés intervienen: la Región Oriental de Venezuela la que comprende a su vez los estados de Sucre, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y el estado de Bolívar; el Arco norte de Brasil involucrando a los estados de Amazonas, Amapá, Pará y Roraima; y la totalidad de los países de Guyana y Surinam. De esta franja territorial, la región del Arco Norte y el estado de Amazonas de Brasil, han registrado altas tasas de crecimiento en los últimos diez años a diferencia de los demás sectores dentro del Eje (Ibidem).

⁹² El Eje del Sur se convierte en otro eje bioceánico que va desde los puertos argentinos de Bahía Blanca (Provincia de Buenos Aires) y San Antonio (Provincia de Río Negro), hasta los puertos chilenos de Concepción, Valdivia y Puerto Mont. Y cubre, dentro de territorio argentino, a las provincias de Bahía Blanca, Villarino, Patagones y Neuquén, y en Chile, a las regiones VII (Maule), VIII (Bío Bío), IX (Araucanía) y X (Los Lagos) (Ibidem).

⁹³ El Eje Interoceánico Central lo componen cinco países: (1) Bolivia, cubriendo ocho de sus nueve departamentos con excepción de Pando; (2) Brasil con sus estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná, Río de Janeiro y Sao Paulo; (3) Chile con su región primera Tarapacá; (4) Paraguay en su totalidad; y (5) Perú con sus provincias de Arequipa, Moquegua y Tacna. Este eje se constituye en el centro de América del Sur con un gran atractivo empresarial al poseer un gran potencial energético. Posee importantes reservas de gas, petróleo y recursos mineros, además posee una importante actividad industrial teniendo la mayor concentración industrial de América del Sur con Belo Horizonte, Sao Paulo y Río de Janeiro (Brasil) en el lado oriental del eje (Ibidem).

⁹⁴ Dentro del Eje Mercosur-Chile, alberga la parte central de Chile, cubre la parte central y noreste de Argentina, continúa hacia la parte sur de Brasil hasta el sudeste del Paraguay. Con el fin de especificar un poco mejor el sector, podemos decir que la geografía del eje cubre en Brasil los estados de Minas Gerais, Sao Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul; Uruguay, se encuentra cubierta en su totalidad; en Paraguay, abarca la región al este del río Paraguay y al noroeste del río Paraná (región occidental de Paraguay); en Argentina, cubre las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba, La Pampa, San Luis, Mendoza y San Juan; finalmente, en Chile cubre las regiones de Coquimbo, Valparaíso, Libertador O'Higgins y la Región Metropolitana de Santiago

⁹⁵ El Eje Perú-Brasil-Bolivia abarca tres sectores deprimidos de cada uno de los países integrantes del eje. En Perú, comprende a sus departamentos de Tacna, Moquegua, Arequipa, Apurímac, Cusco, Puno y Madre de Dios; por el lado de Bolivia, comprende dos departamentos amazónicos como son Pando y Beni;

En todo caso, en cada uno de los ejes se identificaron una lista de proyectos que involucran la creación de infraestructura en transportes, energía y comunicaciones⁹⁶, así también, en éste ámbito se elaboró una cartera de proyectos 2003-2006 que llegó a 351 iniciativas (Ayuso, 2010, p.170), y cuyo monto total ascendía a 38.000 millones de dólares (Fernández, 2010, p.211). Aunque en 2004 se definió un conjunto de 31 proyectos de alto impacto denominados “Agenda de Implementación Consensuada 2005-2010”, con una inversión estimada de 6.921 millones de dólares (Ayuso, 2010, p.170). Sin embargo, para Fernández (2010, p.215), el mal andamiaje para la materialización de los proyectos se hizo notar desde su inicio, pues esto provocó que “para el 2007 eran muy pocos los proyectos efectivamente en ejecución y por un monto aproximado del 10% de la cifra estimada para las cuarenta agrupaciones de proyectos de IIRSA”. Y es así que, para este mismo autor los desafíos que afronta IIRSA son varios, entre ellos: la probable subestimación de los proyectos; la necesidad de probar que los países tienen la capacidad necesaria para coordinar esfuerzos, reconciliar agendas nacionales y regionales; y, sobre todo, aumentar y destinar recursos a este mega-emprendimiento en medio de un escenario de alto endeudamiento, bajo ahorro y constreñimiento fiscal.

Con todo, junto a los EID se crean los llamados procesos sectoriales de integración (PSIs) que son, básicamente, espacios para la identificación y resolución de obstáculos de tipo normativo e institucional a fin de mejorar la competitividad y promover el crecimiento sustentable de la región (IIRSA, en línea-e). En IIRSA se identificaron siete PSIs, entre ellos: Los instrumentos de financiamiento de proyectos de integración física regional, la integración energética, la facilitación de pasos de frontera, las tecnologías de la información y las comunicaciones (TICs), los sistemas operativos de transporte aéreo, los sistemas operativos de transporte marítimo y los sistemas

en Brasil, cubre los estados de Acre, Rondonia, Amazonas y Mato Grosso. Este eje posee un enfoque más a la unión física del sector entre los puertos peruanos del Pacífico (Puerto de Matarini, Puerto de Ilo y Puerto de San Juan de Marcota), hacia los grandes centros de consumo Brasil y Perú, específicamente hacia sus puertos de Porto Velho (Brasil) y Puerto Maldonado (Perú). Dentro del Eje se intenta también aprovechar el enclave amazónico del sur y el enclave amazónico de Manaos.

⁹⁶ El objeto de análisis, de esta Tesis, no será entrar en el plano individual de cada uno de estos proyectos puesto que se los puede encontrar en la página oficial del IIRSA (en línea-b). Más bien, en la sección II, será realizar desde el punto de vista de la integración energética un breve análisis sobre la importancia en el impulso de los proyectos regionales para cada una de estas franjas territoriales o “Ejes de integración y Desarrollo” (EID). De esto la importancia de repasar o tener presente estos EID.

operativos de transporte multimodal. No obstante, estos PSIs están dirigidos más a superar los factores adversos que dificultan la financiación de proyectos transnacionales de infraestructura y, además, a eliminar las restricciones fiscales de los países para llevar a cabo inversiones en infraestructura.

Pues bien, acerca de los PSIs, queda claro aquí el verdadero sentido con el cual será reconducido el proceso de integración energético suramericano que será, básicamente, “promover acciones tendientes a crear las condiciones necesarias para que se desarrollen eficientes interconexiones energéticas regionales, bajo un marco regulatorio que promueva la competencia y el libre comercio” (IIRSA, en línea-f). En este marco, expresa IIRSA, las actividades de los PSIs están dirigidas a suscribir una agenda de consensos entre los gobiernos que permitan la optimización de las interconexiones existentes y la integración energética regional. Consecuentemente, quedan una vez más expuestas las contradicciones y ambigüedades con respecto al marco orientativo con el cual nace la Declaración de Margarita. De hecho, IIRSA, entre los posibles beneficios asociados a la integración energética, cuenta a la optimización en el uso de recursos; la disminución de los costos marginales de producción de largo plazo; a la mejora de la calidad y seguridad del suministro; a la reducción de los impactos energéticos sobre el medio ambiente, y al incremento de la dimensión de los mercados. Con lo cual, se enfoca más a la atracción de inversores privados y olvida toda mención acerca de cualquier beneficio social (Ibídem).

2.4.5. Aspectos adicionales de IIRSA.

La experiencia latinoamericana demostró que el crecimiento económico junto con avances sociales significativos, como procesos autónomos, no van de la mano, fundamentalmente, como producto de ello surgió la desigualdad que se convierte en un rasgo característico de América Latina. Es así que, dentro de un proceso de integración no se pueden olvidar aspectos claves como desarrollo social, económico, ambiental y político-institucional; de lo contrario, se debilitaría cualquier posibilidad de avanzar hacia políticas que generen un desarrollo integral de la región (Afonso y Mussi, 2008, p.147). Es por ello, que el combate contra la desigualdad y la lucha contra la pobreza deben ser los principales elementos a reducir o eliminar dentro de cualquier política pública.

Ya en los noventa, Latinoamérica demostró que se puede compatibilizar la búsqueda de un mayor crecimiento económico con un mayor bienestar social, a través del manejo o gestión de la política económica en la región (Ibíd., p.150); pues la mejora en las condiciones de vida, reflejadas a partir del índice de GINI, se la ha asociado a un aumento continuo del gasto social elevándolo en un 50% desde 1990 y, de ello, se apunta que los mayores incrementos fueron absorbidos en previsión y asistencia social (CEPAL, 2007).

De lo anteriormente dicho, se deja remarcada la necesidad de contar con políticas públicas a partir de los beneficios obtenidos por las iniciativas de integración energética dentro de la región. Aunque, a pesar de ello, el marco actual con el que se presentan esta iniciativa energética no vislumbra realmente a este tipo de mecanismos, incluso, porque no existe una estructura institucional u organizacional que administre el vector de desarrollo en sus diversos componentes. Es decir, a la fecha no se han presentado mecanismos concretos que permitan que los beneficios que se deriven del plano económico-comercial, en dicha integración energética, se transfieran de manera más concreta hacia la población. Por el contrario, y como lo hemos visto a través de los principios orientadores y líneas de acción, IIRSA aduce que los impactos sociales positivos, así como el desarrollo, se originarán como impacto visible del crecimiento económico y por el impulso en la creación de infraestructura (IIRSA, 2000 y en línea-a).

Desde luego, nadie niega la importancia de IIRSA para conducir a la región hacia ese mejoramiento de infraestructura; aunque se ha puesto en duda el marco operacional y el buen funcionamiento de este organismo. Para Sanahuja (2010, p.106), IIRSA muestra un grado de cumplimiento relativamente bajo, ya que sólo tiene un respaldo para aquellos países que más tienen que ganar con la interconexión oceánica, como Brasil, Perú, Bolivia, Chile y Uruguay, mientras tanto, los demás países se encuentran menos entusiastas por esta misma razón. Para Ayuso (2010, p.170), se discute si el impacto de esta iniciativa servirá para la reducción de las asimetrías, puesto que la mayoría de los proyectos en curso están dirigidos a financiar infraestructura que contribuyen a fomentar sólo las exportaciones hacia el exterior. A pesar de ello, la agenda de IIRSA está en continua revisión, mientras tanto, sus principales organismos

de financiación (BID, CAF y Fonplata) tratan de reconducirla hacia un diseño que incorpore elementos de compensación interterritorial. Para Fernández (2010, p.205-206), el transporte (aéreo, marítimo, terrestre y multimodal), rutas y puentes son los elementos centrales de IIRSA y en menor medida las vías férreas, pero que en principio constituyen los principales destinos de las inversiones en infraestructura programada.

De este modo, no cabe duda que dentro de cualquier proceso de integración como UNASUR o de su integración energética, habitualmente, se generarán complejidades y contradicciones que deberán resolverse para dar pasos firmes hacia sus objetivos establecidos. En todo caso, en la actualidad IIRSA no ha logrado dar satisfacción a la óptica para la aplicación y desarrollo de los amplios objetivos que se emanan desde el proceso de integración energética ni desde UNASUR, principalmente, ya que su objetivo es el impulso de la infraestructura regional, muy a pesar de incorporar los llamados PSIs. Con todo, dentro de este organismo tampoco se ha dejado de albergar la retórica integracionista-triunfalista propia de las iniciativas latinoamericanas.

Cabe la duda ahora, frente a las divergencias existentes entre CAN, MERCOSUR y el resto de países suramericanos, si, el impulso para la creación de infraestructura energética es el único camino o el más acertado para la consecución de una integración del sector, a pesar de estar impulsado fundamentalmente por acuerdos bilaterales y con sesgos de financiamiento que no dejan de tener un carácter mercantilista. Incluso, nos podríamos preguntarnos si tienen o no sentido los amplios objetivos sociales que se desprenden de los múltiples enunciados y declaraciones, hasta ahora existentes, para tratar de consolidar la integración energética suramericana. Es así que, para desvirtuar estas dudas nocivas y evitar caer nuevamente en los errores históricos que han marcado la desigualdad regional latinoamericana, sin duda, se deberá pensar en la creación de mecanismos que se adhieran al joven proceso de integración energética, como por ejemplo, robustecer estos PSIs, buscar compensaciones interterritoriales y, además, impulsar un Tratado Energético con mecanismos justos y que velen por la distribución de la riqueza entre la sociedad.

Parece difícil, pero el proceso de integración en el campo energético es un proyecto ambicioso y no exento de dificultades, a pesar de esto, en el último capítulo se enunciarán diversas sugerencias para tal fin.

2.5. Procesos de integración energética en otros ámbitos de integración vigentes.

Con el fin de tener un marco comparativo sobre la forma y mecanismos con que se están llevando a cabo los procesos de integración energéticos, en otros ámbitos regionales, nos toca abordar este análisis dentro de los marcos de integración económica vigentes a nivel regional. Entre los espacios de integración regional, de los cuales analizaremos a sus iniciativas energéticas, se encuentran: Comunidad Andina (CAN), Mercado Común del Sur (MERCOSUR), Sistema de Integración Centroamericano y Plan Puebla Panamá (SICA y PPP) y, finalmente, Alianza para la Seguridad y Prosperidad de América del Norte (ASpan) o TLC Plus.

Pues bien, de acuerdo a las experiencias observadas, los marcos de integración energéticos se basan normalmente en torno a la desregulación y liberalización del mercado eléctrico. En cuanto al mercado gasístico o gasista, este tema ha tomado otro rumbo, pues se basa en el manejo o administración de la infraestructura, ya que este producto nace en las bocas de pozos y terminan en el consumidor final, sin que exista una compleja red interconectada, mas, esta infraestructura pertenece o al sector público o privado. En cuanto al tema petrolero, éste tema no es abordado debido a que este mercado carburífero, en la actualidad, se encuentra desregulado de por sí, con una amplia integración mundial de sus mercados; mientras que la explotación y uso de estos recursos, en la última década, lo han definido los propios estados enmarcados bajo el concepto de nacionalismo o soberanía energética.

2.5.1. Acuerdos energéticos en el marco de la CAN.

En el acuerdo de Cartagena, referente a un marco de integración energético, ya se menciona que los países miembros deben desarrollar una acción conjunta para lograr un mejor aprovechamiento del espacio físico, fortalecer la infraestructura y los servicios necesarios para el avance del proceso de integración económica de la subregión. Dichas acciones serían ejercidas principalmente en los campos de la energía, el transporte y las comunicaciones (CAN, 2003a, art.104). Ya en junio de 2003, en la I reunión de

ministros de energía y minas de la Comunidad Andina se acordó solicitar, ante los órganos decisorios comunitarios, la creación del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina, cuya finalidad sería dar un adecuado impulso institucional a las acciones de dicho sector, dentro del marco del proceso andino de integración (CAN, 2003b).

De acuerdo a Ruiz-Caro (2006, p.54), el consejo de ministros identificó tres ejes temáticos vinculados al ámbito energético subregional y sobre los cuales se desarrollarían sus acciones. El primero, obedecería a la interconexión eléctrica y a la construcción de mercados integrados, por lo que este eje se vincula preferentemente con: los avances que se vienen tratando en el marco del IIRSA; con la consolidación y los desarrollos alcanzados en materia de interconexión eléctrica y gasista entre Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela; y, con el desarrollo de un marco jurídico comunitario para la armonización de aspectos legales. El segundo eje temático, intenta crear una estrategia andina para el comercio de hidrocarburos en el plano internacional, así como en seguridad energética, por este motivo, se pondrían en marcha propuestas que generen cohesión regional y aumente su capacidad de negociación. Y, como tercer eje temático, se abordarían los servicios de energía, clúster energéticos y el desarrollo andino de alto valor agregado; además, se promoverían también reglas sobre el comercio de servicios de energía, los cuales se negocian en los ámbitos internacionales.

Cabe indicar que durante la I reunión del consejo de ministros de energía, electricidad, hidrocarburos y minas de la CAN, en enero de 2004 (actas finalmente realizadas el 07/06/2004), se acordó constituir un Grupo Permanente de Expertos nacionales en gas (CAN, 2004, p.4). Su función era elaborar un anteproyecto de normativa comunitaria en interconexiones gasistas, aunque a la fecha no se ha podido concluir tal normativa. En este marco, los gobiernos andinos se encuentran desarrollando, desde el año 2002, una serie de acciones para promover estas iniciativas de integración energética (Ruiz-Caro, 2006, p.51), a pesar de ello, las acciones más significativas en cuanto a integración energética en la CAN se han dado lugar en las interconexiones eléctricas. De hecho, los países miembros han procurado desarrollar mecanismos para actualizar la normativa andina relativa al marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio comunitario de

electricidad. Y es a través de la Decisión 536 donde se estipula que la interconexión de los sistemas eléctricos de los países miembros, y sus respectivos intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad, pueden brindar importantes beneficios en términos económicos, sociales y ambientales (CAN, 2002).

Con todo, las reglas para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos se darían de acuerdo a varios lineamientos, entre ellos están: eliminar la discriminación de precios entre mercados nacionales y mercados externos; garantizar el libre acceso a las líneas de interconexión internacional; constituir a los contratos de compraventa intracomunitaria sólo de carácter comercial; asegurar que los países miembros brinden condiciones competitivas en el mercado de electricidad con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes; los países permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los países, donde se respeten los contratos suscritos conforme con la legislación y marco de regulación; los países miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo; promover la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para interconexiones internacionales y los países miembros no concederán ningún subsidio, ni aranceles, ni restricciones a las importaciones de electricidad intracomunitarias.

En esta línea, como mecanismo para el seguimiento de la integración eléctrica se desarrolló el comité andino de organismos normativos y reguladores de servicios de electricidad (CANREL), encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el presente marco general, y en el cual, se incluirían las resoluciones de la secretaría general o de sus convenios suscritos (CAN, 2002, art.20). Además, se creó el grupo de trabajo de organismos reguladores (GTOR) y el grupo técnico de organismos planificadores del sector eléctrico (GOPLAN). El GTOR tiene la finalidad de formular propuestas conducentes al avance del proceso de armonización de los marcos normativos necesarios para la plena implementación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, mientras tanto, el GOPLAN se encarga de elaborar propuestas, realizar acciones de coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países

andinos, y lograr acuerdos para que se cumplan los aspectos de acceso a la información y planificación coordinada de proyectos con visión de integración regional.

Dentro del contexto de las Decisiones, en marzo de 2003, se inaugura la interconexión eléctrica Colombia-Ecuador, con el que se mantienen beneficios importantes para ambos países y, para julio de 2005, Bolivia anuncia su decisión de adherirse a dicha norma comunitaria. Bajo esta situación, y con la finalidad de contar con una norma comunitaria que promueva la interconexión eléctrica y facilite el intercambio de energía eléctrica en la región, se decidió suspender por un lapso de dos años la Decisión 536. Tal suspensión serviría, en principio, para realizar una revisión integral de su texto, por tanto, la Decisión 720 establece un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los países andinos; en tal Decisión se estableció, además, un régimen transitorio para los intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador. Posteriormente, la Decisión 757 sustituiría a la 720, en el cual se incorpora un régimen temporal para los intercambios eléctricos entre Ecuador y Perú. Aunque se menciona que estos esquemas son transitorios, puesto que el objetivo último, para los países miembros de la Comunidad Andina es contar con un marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos, la misma que deberá establecer los principios y reglas generales para la realización de intercambios intracomunitarios de electricidad que incluyan a todos los países andinos.

Por tanto, la construcción de una integración energética en la Comunidad Andina ha tenido avances limitados, con excepción de la integración eléctrica que, en este ámbito, se orienta más a una interconexión en el presente. En tal caso, el nuevo marco general en construcción, de acuerdo a la CAN, es un proceso que se está construyendo, el mismo que se basa en el marco regulatorio andino existente y sobre las disposiciones de la legislación nacional vigente en los países andinos. Pero sin duda, a futuro, se encontrará adecuado a la factibilidad de las interconexiones de los sistemas eléctricos de los países miembros y, dentro de cual, se tomará en cuenta las necesidades provenientes desde los diversos agentes participantes (CAN, en línea).

2.5.2. Acuerdos energéticos en el marco de MERCOSUR.

En MERCOSUR las normativas más importantes en cuanto al tema energético se corresponden tanto con la resolución que expresa las directrices de la integración energética (1993), así como las dos decisiones aprobadas por el Consejo. En cuanto a las dos decisiones, la primera consiste en un Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica; y, en cuanto a la segunda, se corresponde con un memorándum de entendimiento relativo a los intercambios gasistas e integración gasista. De acuerdo a Ruiz-Caro (2010b, p.58), los principios y disposiciones establecidos en ambas resoluciones son similares, y no han registrado mayores cambios desde su aprobación⁹⁷.

Entre las directrices aprobadas, en el año 1993, con el que operaría la integración energética del MERCOSUR, se encuentran: la viabilidad económico-financiera de los proyectos energéticos en la región; la optimización de la producción y el uso de fuentes de energía; la libertad de compra y venta de energía entre empresas; la norma de reflejar el precio de la energía (junto a sus costos) antes de impuestos; la armonización de políticas fiscales; la promoción del uso racional de energía y su conservación; el libre marco de intercambio energético y la posibilidad de acuerdos energéticos binacionales o multinacionales; la promoción de producción y uso de energías renovables; la armonización de legislación ambiental; el establecimiento de estructuras mitigantes del impacto ambiental; y la elaboración de estudios de planeamiento energético, entre otros (MERCOSUR, 1993).

Entre los principios que aparecen dentro del memorándum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el marco de MERCOSUR, se citan, entre otros: el aseguramiento de las condiciones competitivas del mercado de generación eléctrica, sin la imposición de subsidios y con precios que reflejen costos económicos eficientes y no discriminatorios; la disposición tanto de distribuidores, comercializadores y grandes demandantes para la contratación libre de

⁹⁷ Desde que empezó MERCOSUR los temas energéticos y mineros se correspondieron con dos subgrupos de trabajo diferentes. En el 2001 se crea el subgrupo N°9, fusionando a estos dos grupos anteriores. Posteriormente, estos se subdividirían nuevamente al considerar sus naturalezas distintas. Desde entonces el subgrupo N°9 trata el tema relacionado a “Energía” y el subgrupo N°15 trata el tema relacionado los asuntos de minería (Ruiz-Caro, 2006, p.56). Para el 2010, el subgrupo de trabajo N°15 se denominaría “Minería y Geología” (MERCOSUR, 2010).

sus fuentes de aprovisionamiento; la capacidad para realizar compra y venta de energía eléctrica de conformidad con legislaciones vigentes en cada estado; la no discriminación de productores y consumidores; el desarrollo de infraestructura para intercambio de datos e información para la respectiva coordinación de las operaciones físicas y la contabilización energética; el respeto al acceso de las interconexiones internacionales sin discriminación con la nacionalidad y el destino de la energía; y la elaboración de estudios con miras a la operación conjunta de los mercados (MERCOSUR, 1998a).

Referente al memorándum de entendimiento relativo a los intercambios gasistas e integración gasista, entre los estados parte del MERCOSUR, aparecen entre sus principios establecidos: el fomento a la competitividad del mercado de producción de gas natural, sin la imposición de políticas que alteren la competencia, ni prácticas discriminatorias; impulso para que los precios respondan a los costos económicos de cada mercado; asegurar la reglamentación que garantice el suministro a los agentes compradores; asegurar que los precios y tarifas incluyan todos los costos, para lo cual se incluyen los ambientales y sociales; que se otorguen autorizaciones, licencias o concesiones necesarias para la construcción y operación de gasoductos; respetar el acceso a interconexiones internacionales sin discriminación de nacionalidad y destino; respetar los criterios generales de protección ambiental, de seguridad y calidad del abastecimiento de gas; implementar mecanismos de acceso a la información relevante de los sistemas gasistas; promocionar la creación de infraestructura de comunicación para coordinación de las operaciones físicas; proteger el derecho de los usuarios contra prácticas mono y oligopólicas, entre otras (MERCOSUR, 1999a).

Adicionalmente, en el año 2001 se instruyó al grupo N° 09 para la creación de un programa de trabajo que cumpla, fundamentalmente, con la identificación y eliminación de medidas restrictivas para, de esta forma, avanzar en forma coordinada en las negociaciones hacia la liberalización del comercio de servicios (MERCOSUR, 1999b, art. 01 y MERCOSUR, 2001, p.344). Para Peña (2010, p.40), esta característica se la explica con el legado dejado por ALALC (1960) y que, en MERCOSUR, comienza su desarrollo en el año de 1994, con la Cumbre de Ouro Preto. Aunque, para dicho autor, aquí se intenta abrir la puerta a la precariedad en el acceso a los mercados respectivos, con la idea ilusoria del acceso irrestricto a mercados ampliados. Pero del diseño original

sólo quedó en la práctica el compromiso del arancel cero, el que a su vez sólo se aplica a pocas excepciones, mientras tanto, el arancel externo es incompleto.

En este sentido, estos inconvenientes no dejan de tener una causa-efecto con el respectivo desmedro para asegurar una visión de conjunto, al que se suma incluso una notoria insuficiencia institucional y una baja calidad de las reglas de juego (Ibíd., p.41). De hecho, los intentos para avanzar hacia la integración energética, dentro de MERCOSUR, por la vía multilateral, han resultado hasta el momento poco exitosos, y más bien, se han registrado mayores avances en el plano bilateral tanto en el caso de las interconexiones gasistas como eléctricas (Ruíz-Caro, 2010, p.10). Incluso, a pesar de las normas legales para los emprendimientos binacionales en ambos sectores (eléctrico y gasista) no se han registrado avances importantes para la solución de sus controversias, por lo que tampoco se han creado mecanismos suficientes para la explotación del potencial energético de la región.

En lo que sí se han pronunciado los estados miembros es en aspectos de eficiencia energética y utilización de fuentes renovables, aunque no hacen mención específica de los biocombustibles. Por otro lado, se impulsa la identificación de mecanismos financieros, de inversión, y sobre la difusión de información acerca de tecnologías y prácticas de eficiencia energética. Aunque para Ruiz-Caro (2010b, p.61), “a pesar de todas estas normas, de ser aprobadas, se convertirían en “recomendaciones del Consejo del Mercado” pero no tendrían carácter vinculante” (p.61).

En definitiva, en MERCOSUR aún hace falta mucho camino por recorrer para llegar a consolidar su integración energética regional, por lo que aún se está labrando el camino para el establecimiento de normas generales que faciliten sus interconexiones, mas, no se pierde la visión conjunta de estrechar estos intercambios con el resto del continente. Sin embargo, las diferencias en puntos claves como la definición de situaciones de emergencia que pudieran dar lugar a la interrupción del suministro, y los mecanismos para la solución de controversias, entre otros, ponen de relieve la necesidad de un tratado energético con reglas claras, aunque este mismo se intenta definir desde el marco de UNASUR para la legislación completa en el subcontinente (Ibíd., p.10).

2.5.3. Acuerdos energéticos en el marco de SICA y PPP.

Las iniciativas de cooperación e integración energética en los países centroamericanos se han dado bajo el marco del Sistema de Integración Centroamericano⁹⁸ (SICA), el cual ha girado en torno al ámbito eléctrico básicamente.

Para el impulso de la conformación de un mercado eléctrico integrado se creó el proyecto sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central (SIEPAC)⁹⁹, el cual tiene como objetivos, por un lado, apoyar la formación y consolidación progresiva de un mercado eléctrico regional mediante la creación y establecimiento de mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, lo que ha resultado fundamental para facilitar la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica. Por otro lado, la finalidad del SIEPAC es también establecer la infraestructura de interconexión eléctrica que permitan los intercambios entre los participantes del mercado eléctrico regional (EPR, en línea).

Ya en diciembre de 1996, se crearía el tratado marco del mercado eléctrico de América Central¹⁰⁰; este tratado se sustentaría en la interconexión eléctrica de los países miembros, por lo que promovería el desarrollo de la industria eléctrica y permitiría, a su vez, el incremento de las transacciones de electricidad; entre tanto, se desarrollaría bajo un marco de respeto y protección del medio ambiente. Entre los principios que la rigen, se encuentran: la libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias; sobre la previsión para

⁹⁸ El 13 de diciembre de 1991 se constituyó el “Sistema de la Integración Centroamericana” (SICA) con la firma del Protocolo de Tegucigalpa, la que reformó la Carta de la Organización de Estados Centroamericanos (ODECA) de 1962, y cuyo protocolo consagra la nueva visión de Centroamérica como una región de paz, libertad, democracia y desarrollo. Sin embargo, SICA, propiamente, se establecería formalmente el 1 de febrero de 1993, como un organismo regional creado por los estados de Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. En ella se adhiere, posteriormente, República Dominicana, como país asociado e ingresan como observadores regionales los países de México, Chile y Brasil. Como observadores extra regionales se encontrarían España, Alemania, la República de China (Taiwán) y Japón.

⁹⁹ El Proyecto SIEPAC fue visualizado por los gobiernos centroamericanos y el de España en 1987. Los estudios realizados hasta 1995 indicaron las oportunidades que tendría la región, siempre que dicho proyecto se llevase a cabo, a través de una integración eléctrica mayor entre los países. En 1995, los gobiernos centroamericanos, España y BID acordaron proseguir con la ejecución del Proyecto SIEPAC. Para esto acordaron una cooperación técnica que permitiera desarrollar los estudios de factibilidad técnico económica, estudios de la empresa propietaria de la línea eléctrica y la formulación de un Tratado Marco (EPR, en línea).

¹⁰⁰ El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, entraría en vigencia el 18 de junio de 1998, una vez que fueron depositados los primeros instrumentos de ratificación en la Secretaría General del Sistema de la Integración Centroamericana. En diciembre de 1998, Panamá, ratificaría el Tratado, y pasa a complementar a los seis países (Ruiz-Caro, 2006, p.60).

la evolución progresiva del mercado mediante la incorporación de nuevos participantes, operaciones coordinadas, desarrollo de redes y fortalecimiento de los órganos regionales; y bajo el derecho de cada estado para aplicar a otro las mismas reglas que se regían antes de su firma en el Tratado, pero aplicadas temporalmente de acuerdo al principio de gradualidad (SIEPAC, 1996).

Entre los mecanismos creados para llevar a cabo dicho tratado, se encuentran la comisión de interconexión eléctrica (CRIE) y el ente operador regional (EOR). El CRIE, entre sus actuaciones tendría la posibilidad de hacer cumplir el tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios; procurar el desarrollo y consolidación del mercado; promover la competencia entre los agentes del mercado; resolver sobre las autorizaciones para integrarse al mercado y para compra y venta de energía; evitar el abuso de posición dominante; imponer las sanciones establecidas en los protocolos relacionados con incumplimientos al tratado o la regulación; aprobar tarifas por el uso del sistema de transmisión; resolver conflictos entre agentes; solicitar información contable auditada a las unidades de negocio; y, también, coordinar con organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del mercado, entre otras (Ibíd., art. 18-24).

Por su parte, entre las funciones de EOR estaría el proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de la red de transmisión regional; asegurar que la operación y despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad; llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado; y, además, formular el plan indicativo de expansión de generación y transmisión regional (Ibíd., art. 25-29).

Más adelante, el 11 de julio de 1997, se firmaría el protocolo al tratado marco como complementación de medidas, pues bajo este protocolo se daría un carácter permanente a las transacciones comerciales de electricidad. Además, se establecen las participaciones máximas en la conformación de la empresa denominada Empresa

Propietaria de la RED (PER)¹⁰¹, encargada de la construcción de la infraestructura de interconexión y que da también apertura para la adhesión de otros estados americanos al mercado (SIEPAC, 1998). En julio de 2007, se crearía una segunda modificación, en Campeche (México), esta mismo proporcionaría un marco regulatorio claro para las inversiones (Ruiz-Caro, 2010b, p.53).

En otro orden, el Gobierno de México crea adicionalmente, en Julio de 2001, el proyecto de integración regional denominado originalmente como Plan Puebla Panamá (PPP)¹⁰², que pasaría a llamarse posteriormente Proyecto Mesoamérica. Para dicho propósito se plantearon ocho iniciativas, entre ellas la Iniciativa Mesoamericana Energética¹⁰³ la que consideraría, por un lado, los proyectos de interconexión Eléctricos México-Guatemala y, por otro, los proyectos eléctricos que se involucren con la SIEPAC (EPR, en línea). Además, el Proyecto Mesoamérica se encontraría en articulación con el SICA y, a partir de 2009, se encontraría involucrado con la iniciativa de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, estudios que fueron ya planteados en 2006 (BID, 2006).

Dentro de la I cumbre del proyecto de integración energética mesoamericana (PIEM), los países miembros se comprometieron, entre otras cosas, a sumar esfuerzos para avanzar en la integración energética, del cual se buscaría fortalecer los mercados integrados tanto de sus sectores petrolero, gas natural y electricidad; así también, a lograr el mejoramiento de los niveles de competitividad que fortalezcan el aparato productivo, generen empleo y bienestar en la población y, a través de ello, alcanzar metas de carácter social y de desarrollo. Ya a partir de la declaración correspondiente, entre las actividades citadas, se evoca: conformar grupos de trabajo para estructurar un marco legal regulatorio, que tenga su orientación hacia el fortalecimiento y

¹⁰¹ En enero de 1999, en Panamá, se inscribe a la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR). El objetivo principal de la sociedad es diseñar, financiar, construir, operar y mantener un sistema de transmisión de energía eléctrica regional el cual interconectará los sistemas eléctricos de los seis países que integran la región centroamericana (EPR, en línea).

¹⁰² El PPP nació en julio del 2001, su interés estaría respaldado por los Gobiernos de México, Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, para así aprovechar las riquezas y las ventajas comparativas de la región mesoamericana, subsanar su déficit histórico en infraestructura, y reducir sus marcados índices de pobreza y vulnerabilidad ante los desastres naturales. En 2006 se incorpora Colombia.

¹⁰³ México y los Jefes de Estado de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Belice, Colombia, República Dominicana, así como los miembros de SICA, en diciembre de 2005, se reúnen y formalizan el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM, 2005).

homologación de normas y regulaciones ambientales aplicadas al sector energético; solicitar apoyo técnico y financiero de BID, Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), CEPAL, Secretaría General de SICA (SG-SICA) y Secretaría de la Integración Económica Centroamericana (SIECA); consolidar los proyectos de interconexión eléctrica y mercados definidos en el marco de PPP para la construcción de las líneas de transmisión México-Guatemala, así como de Panamá-Colombia; y, también, elaborar estudios de factibilidad para la introducción de gas natural a Centroamérica, en el que se incluye la construcción de un gasoducto México-Centroamérica-Colombia, entre otras (PIEM, 2005). En la misma declaración se establece también la conformación de un comité técnico para impulsar tal iniciativa, también se establecerían compromisos para avanzar en la creación de una refinería y el impulso para el uso de energías renovables (Ibídem).

Para el año 2006 se realizaría la II Cumbre del Proyecto de Integración Energética Mesoamericana, en dicha declaración se reiteraron los compromisos para el impulso del PIEM, y se establecieron los mecanismos para el desarrollo del mercado regional de petróleo a partir de la construcción de una refinería de crudos pesados y una termoeléctrica. Según esta misma declaración se abogaría por desarrollar un mercado regional de gas natural, se impulsaría un mercado regional de electricidad, se apoyaría el interés de México y Colombia por constituirse en miembros de SIEPAC, se promovería el desarrollo de fuentes renovables y, además, se armonizaría la regulación regional en el ámbito energético (PIEM, 2006).

No obstante, a pesar de todas estas buenas intenciones en el marco de la iniciativa de la PIEM, cabe tener presente, que surgió en momentos de agobio por la factura petrolera que asumían los países centroamericanos y en el momento justo en que Venezuela impulsaba en Suramérica iniciativas de complementación y cooperación energética. Sin embargo, los proyectos petroleros no surgieron, puesto que México declararía el no poder cumplir con su compromiso para el suministro de 230 mil barriles diarios de petróleo, sino simplemente de 80 mil, por lo que se desechó tal proyecto al requerir un mínimo de suministro de 200 mil barriles para la viabilidad económica de dicho proyecto. Con respecto al proyecto del gasoducto México-Colombia, en la

actualidad se encuentra paralizado, mientras que los únicos proyectos que han seguido adelante han sido los proyectos eléctricos bajo el marco de la SIEPAC.

A favor de la SIEPAC y sus proyectos en marcha, para Canete y Estrada (2012, p.82), la concreción de este proyecto para la interconexión global centroamericana muestran los diversos beneficios que se pueden ganar a través de su concreción, entre los que se pueden citar: la calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico; la opción de contar con plantas generadoras de gran tamaño; menores costos unitarios para los inversionistas; la opción asequible para la planificación regional; la posibilidad de mantener un mercado regional competitivo; la posibilidad de realizar interconexiones extra-regionales; la disminución de precios de energía, además de los beneficios sociales y económicos a los ciudadanos de cada país; fomento al respeto y protección al medio ambiente; la opción asequible para el intercambio de los excedentes energéticos; mayor oferta de trabajo y, además, el fomento al diálogo y trabajo conjunto entre los gobiernos.

2.5.4. Acuerdos energéticos en el marco del ASPAN o TLCAN Plus.

La iniciativa para la integración energética en América del Norte se ha dado bajo el marco de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN) o también denominado por algunos estudiosos como TLCAN Plus, ya que el TLCAN¹⁰⁴ representó el antecedente más concreto para el ASPAN (Trejo, 2006, p.5). De este modo, la creación del ASPAN se impulsó a partir de los hechos ocurridos el 11 de septiembre de 2001, y a partir de la alianza ocurrida entre México y Estados Unidos para la construcción de la frontera entre ambos países. Por tanto, este acuerdo ejecutivo¹⁰⁵ fue firmado por México, Estados Unidos y Canadá, en marzo del 2005, en Waco (Texas). De acuerdo a Trejo (2006), esta Alianza se crea con el fin de mejorar las

¹⁰⁴ El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) es un bloque comercial de ámbito regional y lo conforman Estados Unidos, Canadá y México; dicho Tratado entró en vigor el 1 de enero de 1994, y establece una zona de libre comercio entre los tres países. Este Tratado no determina organismos centrales de coordinación política o social, sino que se haya compuesta por una secretaría para la administración, y tres secciones: la sección canadiense ubicada en Ottawa; la sección mexicana ubicada en la Ciudad de México y la sección estadounidense ubicada en Washington, DC.

¹⁰⁵ De acuerdo a Trejo (2006, p.26), el concepto de ASPAN es una alianza, no es un tratado internacional ni un convenio. Aunque podría llamarse “acuerdo ejecutivo” si se toma en cuenta que fue firmado por los mandatarios de los tres países. A pesar de esto último, no pasó a revisión ni a aprobación de ninguno de los tres Congresos, además el seguimiento por medio de los grupos de trabajo se está llevando en oficinas pertenecientes al Ejecutivo. Por tanto, su seguimiento no se lo realiza en instituciones gubernamentales, pues aquí las instituciones gubernamentales solo se encargan de mantener en buen estado las relaciones con sus homólogos de los otros países.

relaciones entre ellos y sus relaciones con el resto del mundo. Sirve además, para enfrentar los nuevos retos de la sociedad internacional; para fomentar la cooperación y el desarrollo de la región; y para incrementar la seguridad, la competitividad y la ayuda mutua; todo esto con el fin de resolver los problemas a un menor costo (Ibíd., p.8).

Es así que, dentro de ASPAN se han dado iniciativas sobre seguridad energética y se ha puesto énfasis también en el desarrollo de energía limpias y en el uso energético eficiente, por lo que entre sus objetivos, en materia energética, se encuentran: fortalecer los mercados energéticos de América del Norte; incrementar las fuentes factibles de energía para las necesidades de la región y para su desarrollo; facilitar la inversión en infraestructura energética, adelantos tecnológicos, producción y suministro de energía, fundamentalmente, a través del reforzamiento de la cooperación para la identificación y utilización de las mejores prácticas; y, así también, actualizar y hacer más eficientes los reglamentos mediante la promoción de la eficiencia energética y acerca de la conservación y promoción de tecnologías como por ejemplo la del carbón limpio. Además, dentro de esta Alianza se estableció que los esfuerzos de cooperación en materia energética se mantendrían bajo el Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte¹⁰⁶ o también denominado GTEAN (Ruiz-Caro, 2010b, p.16).

Con respecto al fortalecimiento entre el sector privado y los gobiernos, en marzo de 2006, se crea el Consejo de Competitividad, el cual se conforma por los representantes de las treinta mayores corporaciones de la región y, cuya finalidad, es establecer prioridades para que el proceso de integración pueda trascender a los cambios periódicos de los gobiernos en los tres países. Este Consejo consideró que el mercado energético de Canadá y Estados Unidos se encuentra adecuadamente integrado, principalmente, debido a los instrumentos de libre comercio que existen entre ambos países y de la experiencia suscitada a raíz del TLCAN. De ello, expresa que el comercio de productos energéticos presenta aspectos más eficientes y más libre de obstáculos dentro de su vinculación económica, mientras que en México, para el mejor aprovechamiento de los beneficios de tal integración energética se deberá realizar

¹⁰⁶ En abril de 2001, durante la Tercera Cumbre de las Américas realizada en Quebec, los presidentes de Canadá, México y Estados Unidos presentaron el Grupo de Trabajo en Energía de América del Norte (GTEAN). Sus objetivos fueron fomentar la comunicación y cooperación en asuntos de interés común entre los gobiernos y sectores energéticos de los tres países. También buscaba fortalecer el comercio y el sistema de interconexión energético en América del Norte.

reformas en este sector (Ruiz-Caro, 2010b, p.17). Es decir, la Alianza intenta promocionar medidas desreguladoras en este último país, aunque como se conoce, México mantiene la propiedad de los hidrocarburos (incluso, por asunto constitucionales), mientras que la producción de la energía eléctrica se mantiene en un 55% en manos de la empresa privada (López, 2012).

Es importante destacar que dentro del ASPAN las medidas que encaminan a una posible integración energética se basan en torno a la desregulación, apertura comercial y libre circulación de servicios. Además, se fundamenta en que la profundización de la integración en el sector energético se dará a partir de la expansión de las oportunidades de negocios para los actores privados. Pero a diferencia de EE.UU y Canadá, México ha optado por una política menos desreguladora y privatizadora en su sector energético, por lo que brinda un papel más protagónico del estado en este sector. Para autores como Trejo (2006, p.2), esta alianza traerá muchos beneficios a México en la medida que logre adaptar su sistema jurídico, sin que se llegue a anteponer los intereses de algún país sobre los intereses de la región. Mientras tanto, para Pickard (2005), aquí sólo se generan éxitos profundos para las élites beneficiarias del TLCAN, de hecho, la profundización de este tipo de acuerdos se establece plenamente al momento de la supresión de los mecanismos de acuerdos o tratados, ya que este tipo de integración regional se basa sólo mediante la firma de regulaciones.

2.6. Conclusiones del capítulo.

Los acuerdos para emprendimientos de integración energética en Latinoamérica han surgido desde hace más de tres décadas, lo que ha permitido la creación de diferentes organismos para impulsarlos. Así mismo, estos emprendimientos han sido también promovidos por marcos más generales de integración global, pues para el caso de la integración energética suramericana nació bajo el manto de UNASUR, con la Declaración de Margarita, en el año 2007. No obstante, dicho emprendimiento se encuentra envuelto bajo una retórica triunfalista acorde al marco que desvela UNASUR o a los acuerdos que le han precedido, por tanto, existe la posibilidad que tal proceso energético se pierda ante la falta de claridad y ante las disyuntivas subregionales.

Esta falta de claridad seguramente se debe a los cambios ideológicos que ha afrontado la región en los últimos 50 años, de hecho, la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC), creada en 1960, pronunciaba un discurso totalmente neoliberal con la desregulación y liberalización completa de los mercados en el ámbito comercial. Posteriormente, la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI), creada en 1980, impulsaba un mercado de preferencias económicas y una flexibilidad para la creación de acuerdos subregionales. Y aunque el Tratado promovió la convergencia de los acuerdos de alcance parcial éste resultó conservador, sin establecer metas ni fechas en el corto plazo ni mediano plazo (Ayuso, 2010, p.170).

Ya a nivel suramericano el acuerdo subregional de la Comunidad Andina (CAN), creado en 1969, otorga a la región una visión mucho más comprometida con el aspecto social de los pueblos, en el cual, a través de sus instrumentos busca alcanzar el desarrollo integral, más equilibrado y autónomo. Pues bien, este objetivo lo trata de conseguir a través de la integración andina, con posibilidad de alcance suramericano y latinoamericano. A pesar de ello, este proceso que nace bajo un acuerdo amplio, comparado con los que le antecedieron, ha sido acusado de encontrarse estancado a lo largo de estos últimos cuarenta años, en el que ha pesado más el interés de cada país y no el de todos.

Por otro lado, el Mercado Común del Sur (MERCOSUR) que se inició con el Tratado de Asunción, en 1991, tuvo un origen más acorde con el Consenso de Washington, sin compromisos o mecanismos orientados a promover o regular la dimensión social; aunque le serían añadidos posteriormente mecanismos complementarios en lo social y laboral, pero que en la práctica han existido problemas que han generado su estancamiento.

Ahora bien, bajo estas experiencias de CAN y MERCOSUR nace UNASUR, a través de su tratado constitutivo firmado en 2008 y ratificado en marzo de 2011, el cual viene ya plagado con las disyuntivas y conflictos internos generados en torno a estas dos experiencias anteriores. Pues el planteamiento original se lo realizó bajo una concepción de regionalismo abierto, pero su enfoque iría cambiando a medida que se suscitaban sus diversas cumbres (Gudynas, 2006, p.5). Ya con la cumbre extraordinaria

de Brasilia (2008) y tomando el término de “Unión”, al representar un sentido mucho más amplio de integración, se decidió constituir UNASUR como un espacio de integración y unión en lo cultural, social, económico y político entre sus pueblos. En particular, dentro de UNASUR se otorga prioridad al diálogo político, políticas sociales, educación, energía, infraestructura, financiamiento y medio ambiente; pues la mira es eliminar la desigualdad socioeconómica, lograr la inclusión social y aumentar la participación ciudadana. Así también, se espera fortalecer la democracia y reducir las asimetrías en el marco de la soberanía e independencia de los estados (UNASUR, 2008a, art. 2).

Pero detrás de toda la retórica plagada de buenas intenciones, particularmente, dentro de UNASUR, se incorporan varios términos que ponen en duda sobre “si es realmente un proceso de integración regional propiamente dicho o una mera instancia de coordinación y cooperación interestatal” (Gardini, 2010, p.22). En todo caso, sabemos que UNASUR, y cualquier proceso de integración sectorial que surja de él, se marcará como un “amplio espacio que actuaría de manera participativa y consensuada en un sentido de integración y unión” (UNASUR, 2008a, art.2). Por consiguiente, se establece la ausencia de cualquier tipo de institución supranacional, lo que elimina cualquier planteamiento funcionalista, sin que se pueda percibir un acuerdo más profundo de integración. En este sentido, su tratado constitutivo marca una inmensa flexibilidad en cuanto a la adopción de medidas tomadas en el interior de la región comunitaria, de hecho, cada estado podría eximirse o no de aplicar total o parcialmente una política aprobada, sea por tiempo definido o indefinido (Ibíd., art. 13). Por tanto, basa su desarrollo más sobre principios de un intergubernamentalismo flexible.

Ahora bien, luego de estos antecedentes y una vez estancado tempranamente el proceso de integración de UNASUR se impulsa desde su interior a la iniciativa de integración energética bajo ese mismo marco flexible. A pesar de ello, se espera que a través de esta nueva iniciativa se consoliden las relaciones entre los países miembros y se promueva al mismo a UNASUR. Para esto, se efectuaría la promoción de la creación de infraestructura energética, que para efecto, sería llevado a cabo por la “Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de América del Sur” (IIRSA). En todo caso, el IIRSA es creado con el objeto de “promover el desarrollo de la infraestructura

bajo una visión regional, procurando la integración física de los países de Suramérica y el logro de un patrón de desarrollo territorial equitativo y sustentable” (IIRSA, 2010).

Pero a pesar de las buenas intenciones expuestas por IIRSA se pone también en duda sobre si es realmente un verdadero mecanismo regional suramericano de beneficios mutuos, puesto que ha sido acusado de facilitar a la región, simplemente, el acceso a los mercados internacionales (Fernández, 2010, p.239). Además, se tilda que los beneficios directos de las obras de interconexión propuestas son para las grandes empresas transnacionales, para lo cual, Brasil es el gran beneficiario al tener participación en todos los “ejes de desarrollo” activos. Por otro lado, se critica la modalidad del financiamiento otorgado a los diversos proyectos energéticos, debido a que las obras impulsadas, sus costos de mantenimiento y el pago de subsidios millonarios deberán ser pagados por los países donde se desarrollan estos proyectos, sin que se observen los intereses subregionales y el retorno económico para los beneficiarios indirectos (Ibídem).

De hecho, como punto no muy favorable hacia el modelo de integración integral que se desprende de UNASUR, los principios orientadores de IIRSA indexan al desarrollo y metas sociales como procesos espontáneos al impulso de la infraestructura y a los movimientos comerciales que se deriven de ellas. Más aún, la institucionalidad que presenta IIRSA es propia y diferenciada de UNASUR (Ayuso, 2010, p.170), lo que la hace ambigua ante cualquier planteamiento original. Por tanto, a partir de todas estas razones el pretender encaminar a la integración energética suramericana a través de este simple mecanismo, llamado IIRSA, es romper o desvincular los conceptos con el cual nace. Como contrapunto adicional, queda expuesto una vez más la ambigüedad entre los principios orientadores de IIRSA y UNASUR, ya que IIRSA establece aún al regionalismo abierto como modelo de presentación, mas, cuando “se permite considerar agotado este modelo a raíz del nuevo ciclo de gobiernos de izquierda que promovieron una mayor autonomía de la región en el conjunto del sistema internacional” (Sanahuja, 2009, p.11 y 2010, p.87).

En este sentido, dentro de los “procesos sectoriales de integración” (PSIs) que IIRSA destaca como elementos de compensación interterritorial, queda claro aquí el

verdadero sentido con que se conduce a este foro de diálogo, el cual es promover a través de acciones tendientes las condiciones necesarias para que se desarrollen eficientes interconexiones energéticas regionales, bajo un marco regulatorio que promueva la competencia y el libre comercio (IIRSA, en línea-f). Visto este punto, resalta por sí mismo la obviedad de toda mención acerca de cualquier meta social, de equidad y de desarrollo integral que se han planteado desde un principio.

Ya en este punto, ante las diversas contrariedades presentadas en el marco de esta iniciativa de integración energética suramericana y frente al marco general propuesto por UNASUR, surge la siguiente pregunta ¿Cómo operan estas iniciativas en otros ámbitos regionales? Como preámbulo se debe expresar que según Le Calvez (2008, p.10), bajo el concepto que encierra integración energética¹⁰⁷, ésta no tiene lugar ni siquiera dentro del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, pues usualmente se crean medidas para crear sistemas funcionales que se prestan apoyo mutuamente.

En todo caso, en los diversos ámbitos regionales las iniciativas de integración energéticas poseen rasgos varios, pero que en definitiva se concretan más en la creación de un mercado eléctrico, ya que sus avances son mayores que para el caso del gas. De esto, sus actividades han girado sobre la construcción de interconexiones eléctricas con países vecinos, y con ello: la creación de contratos de interconexión o acuerdos para el manejo de sus transacciones; apertura a la inversión privada para la generación de energía; acuerdos legales para el respaldo de las partes contratantes; mejoras en la calidad del servicio y aprobación de reglamentos transitorios como fase previa a un tratado marco. Para el caso de América Central, el mercado eléctrico regional surgió físicamente del cierre de las interconexiones bilaterales y cuya forma de desarrollo se espera que funcione de igual manera dentro de las experiencias regionales suramericanas.

Con respecto al tema petrolero, dentro de los demás espacios regionales, este tema no es abordado usualmente; ya que de por sí, este mercado se encuentra

¹⁰⁷ En la sección 1.2, se planteó el concepto de integración energética, el cual expresa “es un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permita, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración” (ALADI, on line, ref. de 2004).

desregulado hacia la comercialización del producto y posee prácticamente una integración mundial de sus mercados. Aunque para esto se exceptúa, en su tratamiento típico, a las iniciativas de Petrocaribe, impulsado por el gobierno venezolano en base a sus inmensas reservas, el cual da una extrema facilidad para el pago de los recursos exportados de hasta veinticinco años -incluido los dos años de gracia-, con la posibilidad de aceptar bienes, productos y servicios como formas de pago. Aunque también este tipo de iniciativas han sido criticadas al no servir como modelo real para crear un acuerdo marco de integración.

Ya dentro de CAN, sus iniciativas se han dado en torno también a la interconexión eléctrica, lo que la lleva a intentar crear una normativa para la “interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio comunitario de electricidad”. Dicha normativa, en la actualidad, se encuentra en proceso de construcción y se está basando en el marco regulatorio andino existente, así como en las disposiciones de las legislaciones nacionales vigentes en los países miembros, aunque no han llegado a establecerse posiciones ni prioridades.

En el marco de MERCOSUR, a pesar de las normas legales para los emprendimientos binacionales, tanto en el sector eléctrico como gasista, no se han registrado avances importantes para la solución de controversias en el ámbito energético. La falta de un marco homogéneo tampoco ha permitido que la región pueda crear mecanismos suficientes para la explotación del verdadero potencial de la región. Y sobre sus marcos legales se puede decir que si han coincidido en el impulso de aspectos que brinden una mayor eficiencia energética y sobre el impulso para la utilización de fuentes renovables. Así mismo, han hecho énfasis en la identificación de mecanismos financieros para inversión y difusión de información de tecnologías y prácticas de eficiencia energética.

En cuanto al marco del Sistema de Integración Centroamericano (SICA) y del Plan Puebla Panamá (PPP), los únicos proyectos que se han dado y siguen su curso se encuentran en torno al mercado eléctrico, específicamente, los promocionados por el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Y aunque su avance ha sido gradual, estos proyectos se sustentan en base a la

interconexión eléctrica de los países, los cuales se encuentran promovidos por la Empresa Propietaria de la Red, conocida por su acrónimo EPR, y cuyos participantes lo conforman tanto la empresa privada como los estados miembros.

Referente a la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN) o también denominado TLCAN Plus -ya que el TLCAN representó su antecedente más concreto-, las iniciativas de integración energética en este marco se han fundamentado en desregulación, apertura comercial, libre circulación de servicios y en una profundización de la integración a partir de la expansión de las oportunidades de negocios para los actores privados. No obstante, México a diferencia de Estados Unidos y Canadá, ha optado por una política menos desregulada y privatizadora en su sector energético, por lo que ha brindado un papel más protagónico del estado en este sector.

Finalmente, a diferencia de cualquier modelo de integración energética anterior, el modelo de UNASUR posee características particulares en el que se sostiene que la energía es un pilar fundamental de la cooperación suramericana, a pesar de que, el desarrollo de este proceso sectorial se lo deja ahora mismo en manos de IIRSA y que, como caso contradictorio, este organismo posee una personalidad jurídica propia. Ya en este punto, es preciso matizar que aunque el proceso de integración energético suramericano es aún joven, pues nace en el año 2007, no ha conseguido hasta ahora registrar mayores avances y, por el contrario, sólo se han conseguido declaraciones de buenas intenciones sobre su futuro. En todo caso, no se refuta aquí en lo absoluto acerca de los beneficios ligados a la integración energética, mas, se propone dejar a un lado el exceso de voluntarismo y la retórica integracionista para centrarse en su consecución misma.

CAPÍTULO 3

3. PERFIL ENERGÉTICO SURAMERICANO Y PROSPECTIVA.

3.1. Introducción del capítulo.

Nuestra finalidad en este tercer capítulo, en un primer punto, será presentar tanto el perfil energético suramericano actual, con datos de 2010, así como su matriz energética hacia el año 2035 bajo la situación más probable. Esta prospectiva regional toma como base la situación individual de cada país miembro, cuyos datos históricos se cuentan desde 1990, y por el cual se estudian tanto necesidades como potencialidades energéticas de cada uno, independientemente de encontrarse en una iniciativa de integración energética regional. De esta manera, en un segundo punto, se visualizan las oportunidades y los beneficios que podrían alcanzarse dentro de la región, y que serán expuestos en la última sección de este capítulo. A su vez, se reitera una vez más que la prospectiva energética parte de un estudio más amplio adjunto en el Apéndice, y en cuyo capítulo introductorio se detallan metodología y fuentes.

Ahora bien, en la Declaración de Margarita se resalta la necesidad de contar con una sistematización y evaluación del balance energético regional con el fin de proyectar una matriz energética, pues servirá para contar con una base que permita identificar opciones de integración energética y fomentar proyectos sobre este campo (UNASUR, 2007). Por tanto, este capítulo surge como tema prioritario para la región, como cuerpo de análisis acerca de los problemas energéticos regionales que surgirán en los próximos veinte años; y, además, como marco orientador acerca de las potencialidades y beneficios que se podrían alcanzar con una verdadera integración energética.

3.2. Energías primarias totales suramericanas en el contexto mundial.

La región suramericana consume el 4,3% del total de las energías primarias consumidas a nivel mundial, aunque su población representa alrededor del 6%. A nivel de emisiones globales de CO₂ ocupa el séptimo puesto entre las ocho regiones detalladas en la Tabla 3.1, de igual manera, ocupa el séptimo puesto en cuanto a emisiones per cápita de CO₂. En todo caso, las mayores emisiones per cápita las realiza la región de América del Norte, la cual está compuesta por Canadá, Estados Unidos y

México¹⁰⁸. Mientras que la región mayormente consumidora de energía y la de mayor emisión de CO₂ (en volumen total) es “Asia y Oceanía”, región que contiene al 55,4% de la población mundial.

A pesar de ello, Suramérica es una de las regiones menos consumidoras de energías primarias, pues poseía para el año 2011 el 17% del total de las reservas probadas de petróleo en el mundo, a su vez, produjo el 8,5% y exportó el 7,4% del total global. En cuanto a reservas probadas de gas natural, la región posee alrededor del 4,4% a nivel mundial; y con respecto al carbón mineral, según datos a finales de 2010, mantiene el 1,5% de las reservas recuperables del mundo, no obstante, produce el 1,3% del total global y consume tan solo el 0,6%. Al hablar de energía hidráulica, la región es inmensamente rica en este recurso, por lo que produce a partir de este tipo de fuente casi 1/5 del total mundial registrado.

Índices energéticos a nivel mundial y por regiones: Año 2010.										
Regiones del Mundo	Consumo Energía Primaria			Población		Emisión de CO ₂			Energía Per.Capita	
	BTU (Cuadrill.)	TEP (Millón)	%	Habit. (Millones)	%	Ton.Metr. Habit.	Ton.Metr. (Millón)	%	Millón BTU Habit.	TEP Habit.
Asia y Oceanía	193,0	4.848,4	37,6%	3.799,7	55,4%	3,78	14.344,2	44,7%	50,80	1,28
América del Norte	119,9	3.012,4	23,4%	456,6	6,7%	14,56	6.647,8	20,7%	262,65	6,60
Europa	83,7	2.102,4	16,3%	606,0	8,8%	7,27	4.407,6	13,7%	138,11	3,47
Eurasia	44,9	1.128,1	8,8%	282,9	4,1%	8,75	2.474,2	7,7%	158,74	3,99
Oriente Medio	27,7	696,2	5,4%	212,3	3,1%	8,36	1.775,5	5,5%	130,53	3,28
Suramérica	22,3	559,9	4,3%	396,4	5,8%	2,65	1.049,7	3,3%	56,23	1,41
África	17,0	426,2	3,3%	1.015,5	14,8%	1,14	1.152,9	3,6%	16,71	0,42
C.America&Caribe	4,4	111,3	0,9%	83,6	1,2%	2,66	222,1	0,7%	52,99	1,33
Total Mundial	513,0	12.885,0	100,0%	6.853,0	100,0%	4,68	32.073,9	100,0%	74,85	1,88

Habit.: Habitantes; Millón equivalente a 1×10^6 [M]; Ton.Metr.: Toneladas métricas. Nota: La transformación de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$. Fuente: Los datos de población al 2010 fueron obtenidos de US-EIA (en línea, ref.: 21 de noviembre de 2011). Los datos de consumo de energías primarias al 2008 fueron obtenidos de US-EIA (en línea, ref.: 21 de noviembre de 2011), no obstante a partir de ellos se estiman los datos de 2009 y 2010 según las tasas de crecimiento en el consumo energético de BP (en línea, ref.: 21 de noviembre de 2011). Los datos de emisiones de CO₂ en toneladas métricas al 2009 fueron obtenidos de US-EIA (en línea, ref.: 21 de noviembre de 2011), no obstante a partir de ellos se estiman los datos de 2010 según las tasas de crecimiento en las emisiones de CO₂ de BP (en línea, ref.: 21 de noviembre de 2011).

Elaboración propia.

Tabla 3.1- Índices energéticos a nivel mundial y por regiones: Año 2010.

En términos generales, se observa un nivel importante de potencialidades energéticas regionales, los cuales podrían constituir la en un eje energético importante. Ahora nuestra intención será indagar un poco más en estas potencialidades y presentar además a la matriz energética regional actual y su proyección al año 2035.

¹⁰⁸ Para conocer en mayor detalles acerca de los países que conforman cada región a nivel mundial se aconseja revisar US-EIA (en línea), del cual se tomaron sus referencias para esta clasificación.

3.3. Matriz energética suramericana: Consumo de energías primarias 2010 y 2035.

En las dos últimas décadas (1990-2010), el consumo energético en la región suramericana ha crecido en 1,8 veces, puesto que paso de 12,13 cuatrillones de BTU (304,78 millones de TEP) a 22,29 cuatrillones de BTU¹⁰⁹ (559,87 millones de TEP). De acuerdo a los estudios realizados, plasmados en detalle en el Apéndice C, el consumo energético para el 2035 crecería en 2,34 veces.

Según lo expuesto, en la Tabla 3.2, la matriz energética de la región a finales de 2010 estaba compuesta en un 44,53% por energías líquidas, la misma que encierra a líquidos petróleo y biocombustibles. Por su parte, dentro de las energías líquidas, el 91,4% lo conforman los líquidos petróleo; el 7,6% el etanol y un 1% de biodiesel. Por otra parte, el 29,05% de esta matriz lo constituyó la energía hidroeléctrica, el 19,24% el gas natural, el 4,22% de carbón mineral; mientras tanto, el resto (2,64%), se correspondió con energía nuclear, eólica y por “biomasa y residuos”. Cabe señalar que la energía solar en la región es prácticamente nula, representa menos del 0,1% dentro de la matriz energética, de hecho, a futuro el desarrollo de este tipo de energía se verá limitado. Para Born, Schmidt, y Schneider (2012), la inversión en tecnología solar costaría entre 2,2 y 4,5 veces más que la del viento según su estudio desarrollado en varios países en vías de desarrollo; además, como lo veremos más adelante, existen otras fuentes de explotación más económicas.

De acuerdo a las proyecciones efectuadas en el apéndice C, y expuestas también en el Tabla 3.2, se prevé que la región pasará a consumir alrededor de 52,23 cuatrillones de BTU (1.311,94 millones de TEP) de energías primarias en el año 2035. Cabe señalar, una vez más, que este futuro planteado resultaría como el evento más probable para el desarrollo de las diversas fuentes dentro de la matriz. Según el análisis expuesto las energías líquidas dentro del total de consumo representará alrededor del 46,98%; por otro lado, el uso del carbón también se incrementaría con respecto al año 2010, y pasará

¹⁰⁹ Para mayor aclaración se expresa que BTU (siglas en inglés) se corresponden con Unidades Térmicas Británicas; mientras que TEP con Toneladas Equivalentes de Petróleo. El término “Cuatrillón” es expresión anglosajona y se refiere a 1.000.000.000.000.000 de unidades (la unidad más quince ceros). Las estadísticas típicas exponen normalmente sus datos en BTU y en TEP. Para mayor detalle sobre las unidades se aconseja revisar el Apéndice A.

a representar un 5,22%; a su vez, se observarán incrementos ligeros en energía eólica, geotérmica y nuclear.

Matriz energética regional: Consumo de energías primarias.- Histórico y Proyecciones.								
País	Matriz: Consumo de energías primarias							
	1990	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Total Suramericano								
Total (Cuat.BTU)	12,13	17,50	22,29	26,65	31,58	37,50	44,26	52,23
Total (Millon TEP)	304,78	439,56	559,87	669,35	793,31	942,08	1.111,89	1.311,94
Líquidos	47,58%	45,60%	44,53%	44,19%	44,96%	45,57%	46,56%	46,98%
Gas	16,60%	18,07%	19,56%	19,05%	18,03%	17,13%	16,35%	15,59%
Carbón	4,59%	4,22%	4,22%	4,31%	4,47%	4,66%	4,92%	5,22%
Nuclear	0,85%	0,69%	1,03%	1,13%	1,17%	1,24%	1,08%	1,28%
Hidroelect.	30,00%	30,87%	29,05%	29,24%	29,14%	29,08%	28,72%	28,43%
Eólica	0,00%	0,00%	0,10%	0,17%	0,20%	0,24%	0,28%	0,33%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,41%	0,58%	0,68%	0,74%	0,85%
Bio&Resid.	0,38%	0,56%	1,52%	1,49%	1,45%	1,40%	1,35%	1,31%

Nota 01: La transformación de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU.

Nota 02: El total regional lo componen los doce países independientes de Suramérica, como son Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guayana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. Fuente: Esta tabla fue realizada a partir de los datos elaborados provenientes de las Tablas C.1, C.2 y D.1. Elaboración propia.

Tabla 3.2.- Matriz energética regional.- Consumo energético: Histórico y proyecciones.

Dentro de la región suramericana, Brasil es indiscutiblemente el mayor consumidor de energías primarias. Para el año 2010 este país representó el 50,81% del consumo total regional, Argentina el 14,62%, Venezuela el 14,22%, Colombia el 6,46%, Chile el 5,26% y juntos, estos cinco países, representaron el 91% del total suramericano. Se debe tener en cuenta que las proporciones de consumo citadas concuerdan con la proporción del espacio geográfico que ocupan estos países y, así también, con la cantidad de población que albergan. Brasil, por ejemplo, ocupa el 48,4% del total del continente suramericano, cuenta con alrededor del 50% del total de su población y posee el 47% del PIB regional. Argentina, por otro lado, representa el 15,7% del espacio geográfico, el 10,3% del total de la población y alberga el 22,4% del PIB regional.

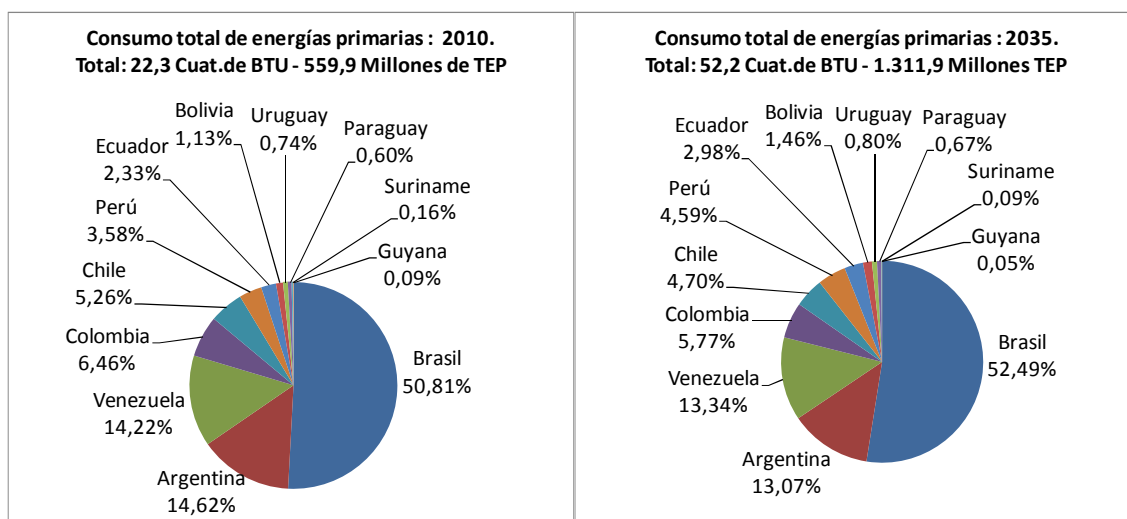
La región Suramericana, en general, ocupa el 13,5% del espacio geográfico mundial y representa el 4,7% del PIB mundial. Ahora bien, la Tabla 3.3 nos ilustra con estos datos regionales tanto de GDP, superficie, población y población económicamente activa, para cada uno de los países, para su total regional y con respecto a la proporción mundial que ocupa.

Indicadores regionales de área, población, población económicamente activa y GDP: Suramérica 2010							
Región-País	GDP		Area		Población		Poblac. Activ.
	USD (Const.2000)	%	Km ²	%	Hab.	%	>15 años
Brasil	916.131.427.896	47,2%	8.459.420	48,4%	194.946.470	49,7%	64,9%
Argentina	434.405.530.244	22,4%	2.736.690	15,7%	40.412.376	10,3%	59,4%
Venezuela	156.970.286.735	8,1%	882.050	5,0%	28.834.000	7,4%	60,9%
Colombia	149.836.914.917	7,7%	1.109.500	6,4%	46.294.841	11,8%	51,6%
Chile	108.399.900.217	5,6%	743.530	4,3%	17.113.688	4,4%	51,8%
Perú	92.506.872.283	4,8%	1.280.000	7,3%	29.076.512	7,4%	62,2%
Uruguay	31.164.067.816	1,6%	175.020	1,0%	3.356.584	0,9%	59,5%
Ecuador	24.995.505.261	1,3%	248.360	1,4%	14.464.739	3,7%	58,4%
Bolivia	12.249.026.878	0,6%	1.083.300	6,2%	9.929.849	2,5%	68,0%
Paraguay	10.483.452.830	0,5%	397.300	2,3%	6.454.548	1,6%	67,2%
Suriname	1.448.571.089	0,1%	156.000	0,9%	524.636	0,1%	45,3%
Guyana	822.264.759	0,0%	196.850	1,1%	754.493	0,2%	56,7%
Tot.Suramérica	1.939.413.820.926	100,0%	17.468.020	100,0%	392.162.736	100,0%	61,5%
% Mundial	4,7%		13,5%		5,7%		
World	41.365.019.350.556		129.561.571		6.853.000.000		60,7%

GDP: Gross Domestic Product bajo sus siglas en inglés o Producto Interno Bruto. Fuente: Los datos de GDP, área, población total y población económicamente activa se obtuvieron de Banco Mundial (en línea, ref.: 24 de noviembre de 2011). El dato de GDP de Surinam fue construido a partir del 2009 (Banco Mundial, en línea) junto con la tasa de crecimiento real al 2010 de FMI (en línea, ref.: 24 de noviembre de 2011). Elaboración propia.

Tabla 3.3.- Indicadores regionales de área, PIB, población total y activa.

De manera ilustrativa se presenta también la Figura 3.1, ésta nos muestra la proporción de consumo de energías primarias de los doce países suramericanos para los años 2010 y 2035. Pues, como se dijo anteriormente, el escenario futuro se encuentra bajo la situación más probable, todo ello calculado a partir de las proyecciones individuales por sector energético y por país, recogidas a partir de múltiples fuentes, cálculo varios, y del compendio y tratamiento de demás datos estadísticos.



BTU: British Thermal Unit; Cuat.: Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P] (1.000.000.000.000.000 unid.). Fuente: Apéndice C, Figura C.2, construida a su vez bajo la información expuesta en Tablas C.1 y C.2. Elaboración propia.

Figura 3.1.- Consumo de energías primarias en Suramérica: Año 2010 y 2035.

Hacia este futuro previsto, Brasil representaría el 52,49% del total energético consumido; mientras que Argentina pasará a representar el 13,07%, Venezuela el 13,34%, Colombia el 5,77%, Chile el 4,70% y juntos, estos cinco países, representarían el 90% del total regional. El incremento en el consumo energético en países como Perú, Ecuador, Bolivia y Paraguay, entre 2010 y 2035, tendría sus orígenes en el desarrollo relativo que desde ya experimentan y que, dicho crecimiento consecuente, mantendrán a futuro.

Bajo las proyecciones individuales, por cada país y en sus diferentes fuentes energéticas (especificadas en la Tabla D.1), podríamos detallar que países como Bolivia, Colombia y Perú incrementarán su consumo en energía hidroeléctrica, mientras que países como Argentina, Uruguay y Venezuela generarán un mayor crecimiento dentro de las demás energías limpias.

Como fue mostrado en la Tabla 3.1, en el año 2010, el consumo de energías primarias de la región suramericana representó el 4,3% del consumo mundial, no obstante, este trabajo estima que para el año 2035 el consumo regional representará el 6,8%. Según la US-EIA (2010), el consumo de energías primarias a nivel mundial se incrementaría en el 2035 en 1,5 veces con respecto a los datos del 2007. Por lo que se concluye que el incremento porcentual en el consumo energético regional será muy superior al mundial. Ahora bien, una vez analizado el panorama macro, en lo que respecta a energías primarias regionales, procederemos ahora al análisis desagregado de cada una de sus múltiples fuentes.

3.3.1. Energías líquidas primarias.

i. Consumo de energías líquidas primarias totales.

La región para el 2010 consumió un total de energías líquidas primarias equivalentes a 5.663,7 mil barriles diarios (900,5 mil metros cúbicos diarios) que, en términos energéticos, representó un total de consumo anual de 9,93 cuatrillones de BTU (249,3 millones de TEP). Con respecto al total mundial, y en términos volumétricos, el consumo regional para estas energías líquidas representó el 6,4%.

Las energías líquidas, cabe mencionarlo nuevamente, abarcan dos grupos constitutivos; el primero el de líquidos petróleo¹¹⁰, y el segundo formado por los biocombustibles¹¹¹. A pesar de ello, en las proyecciones realizadas al 2035 no se hace una diferenciación entre uno u otro grupo, sino que su estimación energética surge de acuerdo a los requerimientos energéticos que se dan dentro del total de la matriz de consumo.

Ya entrando en materia, a finales de 2010 los líquidos petróleo representaron el 91,4% del total de las energías líquidas, el etanol representó el 7,6% y el biodiesel el 1%. Aunque para mayores detalles de la proporción de consumo de estos biocombustibles por cada país suramericano, tanto en términos volumétricos y energéticos, se deberán consultar la Tabla C.3.1, C.3.2, D.2, D.3, D.4.1 y D.4.2 y sección C.3.1. Para el 2035, y de acuerdo a las estimaciones realizadas en este estudio, la región suramericana alcanzará un volumen de consumo de 12.195,1 mil barriles diarios (1.938,9 mil metros cúbicos diarios) o, lo que representaría en términos energéticos, un consumo de 24,54 cuatrillones de BTU (616,4 millones de TEP).

Según la Tabla 3.2 la fuente de “energías líquidas” primarias dentro de la matriz suramericana representó, en el 2010, un 43,64% y para el 2035 representaría el 46,98%; es decir, en términos energéticos su consumo crecería 2,47 veces entre ambos años. Por su parte, la Tabla 3.4 nos muestra las proyecciones en el consumo volumétrico de estas energías líquidas. Como fue planteado, anteriormente, el consumo de energías líquidas para el 2010 representó el 6,4% del consumo mundial de éstas energías líquidas, mientras que hacia el 2035 representaría el 10%. Al entrar un poco más en el análisis regional, en términos volumétricos, veríamos como en el 2010 Brasil representó el 55% del total regional, posteriormente le siguió Venezuela (13,2%), Argentina (11%), Colombia (5,5%), Chile (5,3%) y juntos, estos cinco países, representaron el 90% del consumo total de energías líquidas en Suramérica.

¹¹⁰ Dentro de líquidos petróleo a su vez se hallan: combustibles producidos por las refinerías junto con sus pérdidas, el petróleo propiamente consumido como combustible, gases licuados de petróleo vendidos como líquidos una vez pasado por planta de procesamiento (de gas a líquido), asfalto, coque, gasolina de aviación, lubricantes, naftas, cera de parafina, materia prima petroquímica, aceites sin terminar, componentes de mezclas y ganancias dentro del proceso de refinado.

¹¹¹ Los biocombustibles a su vez lo componen el etanol y el biodiesel.

Pero hacia el año 2035 la participación regional de estos cinco países disminuiría a un 88,1%; fundamentalmente, debido al crecimiento relativo que tendrían países como Ecuador, Perú Uruguay y Paraguay. En todo caso, el crecimiento económico de este último grupo se dará de tal manera que estos países estarán forzados a incrementar el consumo de estos combustibles líquidos para cubrir así sus necesidades energéticas individuales.

Dentro de la Tabla 3.4 se muestra la tasa de crecimiento promedio anual (TCP) por cada uno de los países, así como para la región conjunta suramericana. A partir de esta información vemos como el consumo de energías líquidas primarias crecería a un ritmo del 3,1% anual y, para el caso de Brasil, será del 2,5%, aunque es el país que en términos cuantitativos tendrá el mayor crecimiento.

Proyección consumo de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de barriles diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,0%	4,1%	-0,4%	5,5%	3.115,54	3.061,28	3.607,24	4.219,51	4.977,53	5.811,02	2,5%
Venezuela	2,7%	0,7%	2,6%	5,0%	746,00	819,32	1.032,85	1.289,31	1.596,64	1.964,21	3,9%
Argentina	2,6%	3,6%	-2,0%	5,1%	620,46	699,54	906,06	1.164,36	1.469,65	1.781,96	4,3%
Colombia	5,6%	2,6%	-0,9%	2,9%	313,04	344,34	404,34	473,94	554,57	647,87	3,0%
Chile	7,5%	5,5%	0,9%	3,1%	302,71	306,33	346,29	400,42	470,39	537,33	2,3%
Ecuador	5,3%	1,0%	3,9%	4,7%	201,00	228,73	286,04	372,63	482,17	620,49	4,6%
Perú	2,2%	2,9%	0,8%	4,0%	191,98	221,25	265,51	318,61	382,33	458,79	3,5%
Bolivia	4,9%	7,4%	0,8%	4,1%	62,00	67,93	78,12	89,84	103,32	118,81	2,6%
Uruguay	1,6%	11,8%	-2,8%	5,4%	52,31	45,39	61,71	83,81	109,42	140,12	4,0%
Paraguay	6,3%	4,3%	0,9%	5,0%	33,70	40,61	48,94	58,97	71,06	85,62	3,8%
Suriname	-2,8%	0,5%	4,3%	3,6%	15,00	13,53	14,43	15,39	16,42	17,51	0,6%
Guyana	12,9%	12,1%	-1,8%	-1,9%	10,00	10,24	10,50	10,76	11,03	11,31	0,5%
Tot.Suram.	3,3%	3,6%	0,0%	5,0%	5.663,7	5.858,5	7.062,0	8.497,6	10.244,5	12.195,1	3,1%

Proyección consumo de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de metros cúbicos diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,0%	4,1%	-0,4%	5,5%	495,33	486,71	573,51	670,85	791,37	923,88	2,5%
Venezuela	2,7%	0,7%	2,6%	5,0%	118,60	130,26	164,21	204,98	253,85	312,29	3,9%
Argentina	2,6%	3,6%	-2,0%	5,1%	98,65	111,22	144,05	185,12	233,66	283,31	4,3%
Colombia	5,6%	2,6%	-0,9%	2,9%	49,77	54,75	64,29	75,35	88,17	103,00	3,0%
Chile	7,5%	5,5%	0,9%	3,1%	48,13	48,70	55,06	63,66	74,79	85,43	2,3%
Ecuador	5,3%	1,0%	3,9%	4,7%	31,96	36,37	45,48	59,24	76,66	98,65	4,6%
Perú	2,2%	2,9%	0,8%	4,0%	30,52	35,18	42,21	50,65	60,79	72,94	3,5%
Bolivia	4,9%	7,4%	0,8%	4,1%	9,86	10,80	12,42	14,28	16,43	18,89	2,6%
Uruguay	1,6%	11,8%	-2,8%	5,4%	8,32	7,22	9,81	13,33	17,40	22,28	4,0%
Paraguay	6,3%	4,3%	0,9%	5,0%	5,36	6,46	7,78	9,38	11,30	13,61	3,8%
Suriname	-2,8%	0,5%	4,3%	3,6%	2,38	2,15	2,29	2,45	2,61	2,78	0,6%
Guyana	12,9%	12,1%	-1,8%	-1,9%	1,59	1,63	1,67	1,71	1,75	1,80	0,5%
Tot.Suram.	3,3%	3,6%	0,0%	5,0%	900,5	931,4	1.122,8	1.351,0	1.628,8	1.938,9	3,1%

TCP: Tasa promedio anual de crecimiento. Fuente: Apéndice C, Tabla C.13. Al pie de dicha tabla se establecen las fuentes y metodología con la que fue construida. Elaboración propia.

Tabla 3.4.- Proyecciones para el consumo de energías líquidas: 2010 a 2035.

Por otro lado, existe un grupo de países que serán mayormente dependientes de estas energías líquidas por la falta de políticas en el desarrollo de otras fuentes, o también, por las necesidades básicas de compensar sus requerimientos energéticos. Entre estos países estarían: Argentina, el cual tendrá una TCP del 4,3%, Ecuador con el 4,6% y Uruguay con el 4,0%.

ii. Producción de energías líquidas primarias totales.

En el 2010 la región produjo en promedio 7.993,2 mil barriles diarios (1.270,8 mil metros cúbicos diarios) o un equivalente energético total de 16,09 cuatrillones de BTU (404,07 millones de TEP). En términos volumétricos el etanol representó, dentro de este grupo, alrededor del 6% y el biodiesel el 0,7%. Aunque para mayores detalles de producción de líquidos petroléos, etanol y biodiesel se aconseja acudir a la Tabla C.4. Dentro de una clasificación de mayores productores de biocombustibles y, de acuerdo a datos del 2010, Brasil ocupó el segundo puesto con una participación del 28,4%; a su vez, Argentina ocupó el sexto puesto (2,1%) y Colombia el duodécimo puesto (0,6%). En consonancia con esto, la Tabla 3.5 muestra a los 15 mayores productores mundiales de biocombustibles de acuerdo a datos del 2010, en ella se ve como Estados Unidos encabeza la lista.

Mayores productores mundiales de biocombustibles: Año 2010				
#	País	Mil barriles/día	Mil m3/día	% Mundial
1	Estados Unidos	887,62	141,12	47,8%
2	Brasil	527,32	83,84	28,4%
3	Alemania	62,00	9,86	3,3%
4	Francia	55,00	8,74	3,0%
5	China	43,00	6,84	2,3%
6	Argentina	38,10	6,06	2,1%
7	Canadá	26,40	4,20	1,4%
8	España	24,00	3,82	1,3%
9	Tailandia	18,50	2,94	1,0%
10	Italia	16,50	2,62	0,9%
11	Bélgica	13,50	2,15	0,7%
12	Colombia	12,00	1,91	0,6%
13	Polonia	11,00	1,75	0,6%
14	Países Bajos	9,50	1,51	0,5%
15	Indonesia	8,00	1,27	0,4%
16	Resto	103,20	16,41	5,6%
	Total Mundial	1.855,65	295,03	100,0%

Mil m3/día: mil metros cúbicos diarios. Nota: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Fuente: US-EIA (en línea, ref.: de 26 de noviembre de 2011). Elaboración propia.

Tabla 3.5.- Mayores productores mundiales de biocombustibles 2010.

Con respecto a la región suramericana, en conjunto, cabe señalar que la producción de energías líquidas primarias en las dos últimas décadas (1990-2010) se ha incrementado en 1,7 veces; sin embargo, Brasil lo ha hecho en 3 veces, Venezuela en 1,1 veces, Colombia en 1,8 veces, Argentina en 1,5 veces y Ecuador en 1,7 veces.

Según las proyecciones realizadas, dentro del estudio adjunto en el Apéndice C, se ha estimado que hacia el 2035 la producción de energías líquidas en Suramérica se incrementaría en 1,3 veces con respecto a 2010. Aunque hay que recordar que este dato realmente no es definitivo, puesto que se basa en reservas probadas de petróleo crudo. Además, dichas proyecciones presentan las incertidumbres mostradas para los casos de Colombia, Argentina y Perú, países en los cuales sus reservas probadas de petróleo crudo se agotarían entre el 2025 y 2030. En esta misma línea, la Tabla 3.6 nos muestra las proyecciones de energías líquidas por cada país suramericano y el total regional.

Proyección producción de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de barriles diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	0,2%	9,7%	4,9%	7,1%	3.268,99	3.835,87	4.501,06	5.281,59	6.197,48	7.272,19	3,3%
Venezuela	5,5%	1,0%	-4,7%	-3,7%	2.374,95	2.434,92	2.496,41	2.559,45	2.624,08	2.690,34	0,5%
Colombia	0,5%	8,6%	-6,3%	8,6%	816,15	836,76	441,58	0,00	0,00	0,00	*
Argentina	8,2%	3,0%	-0,2%	0,0%	799,73	586,93	430,75	316,13	0,00	0,00	*
Ecuador	6,6%	-1,4%	7,5%	-1,8%	485,59	523,12	563,55	607,10	654,02	704,57	1,5%
Perú	-0,1%	-4,7%	-1,5%	7,9%	163,65	187,88	110,94	0,00	0,00	0,00	*
Bolivia	4,8%	4,3%	11,0%	-2,6%	55,05	59,31	63,89	68,83	53,26	41,21	-1,2%
Suriname	11,4%	9,3%	-0,3%	8,9%	14,46	15,13	11,10	8,15	7,66	7,20	-2,8%
Chile	-4,7%	-9,3%	-0,9%	-7,1%	10,64	8,68	7,08	5,77	4,70	3,84	-4,0%
Paraguay	-20,3%	-11,0%	7,3%	36,0%	2,91	3,54	4,31	5,25	6,38	7,77	4,0%
Uruguay	11,0%	*	26,4%	1,0%	1,02	1,26	1,56	1,93	2,38	2,93	4,3%
Guyana	*	*	*	*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot. Suram.	4,1%	3,6%	-0,9%	2,0%	7.993,2	8.493,4	8.632,2	8.854,2	9.550,0	10.730,0	1,2%

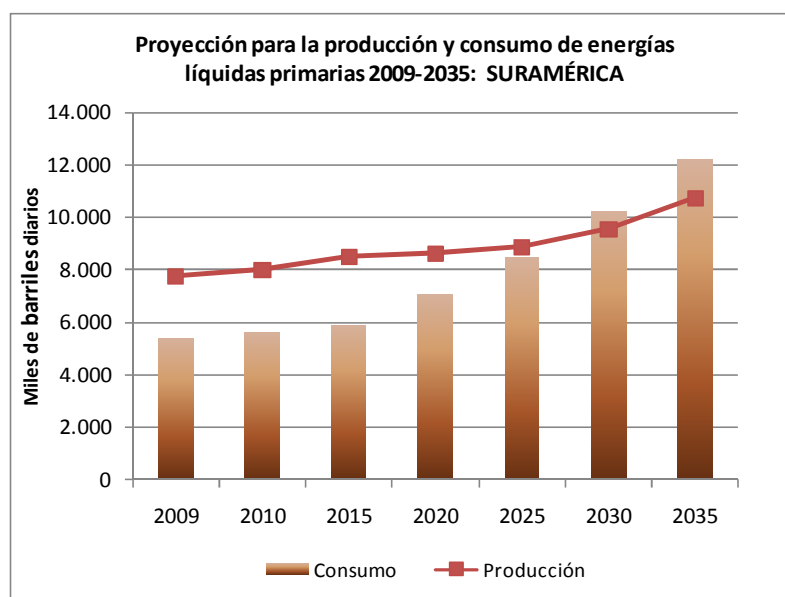
Proyección producción de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de metros cúbicos diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	0,2%	9,7%	4,9%	7,1%	519,73	609,86	715,61	839,71	985,32	1.156,19	3,3%
Venezuela	5,5%	1,0%	-4,7%	-3,7%	377,59	387,12	396,90	406,92	417,20	427,73	0,5%
Colombia	0,5%	8,6%	-6,3%	8,6%	129,76	133,03	70,21	0,00	0,00	0,00	*
Argentina	8,2%	3,0%	-0,2%	0,0%	127,15	93,31	68,48	50,26	0,00	0,00	*
Ecuador	6,6%	-1,4%	7,5%	-1,8%	77,20	83,17	89,60	96,52	103,98	112,02	1,5%
Perú	-0,1%	-4,7%	-1,5%	7,9%	26,02	29,87	17,64	0,00	0,00	0,00	*
Bolivia	4,8%	4,3%	11,0%	-2,6%	8,75	9,43	10,16	10,94	8,47	6,55	-1,2%
Suriname	11,4%	9,3%	-0,3%	8,9%	2,30	2,41	1,77	1,30	1,22	1,14	-2,8%
Chile	-4,7%	-9,3%	-0,9%	-7,1%	1,69	1,38	1,13	0,92	0,75	0,61	-4,0%
Paraguay	-20,3%	-11,0%	7,3%	36,0%	0,46	0,56	0,69	0,83	1,01	1,23	4,0%
Uruguay	11,0%	*	26,4%	1,0%	0,16	0,20	0,25	0,31	0,38	0,47	4,3%
Guyana	*	*	*	*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot. Suram.	4,1%	3,6%	-0,9%	2,0%	1.270,8	1.350,3	1.372,4	1.407,7	1.518,3	1.705,9	1,2%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota: Paraguay, Uruguay y Chile son importadores de crudo y materias primas para la generación de refinados de petróleo. Fuente: Apéndice C, Tabla C.11. En las respectivas notas de dicha tabla se especifican las diversas fuentes y la metodología con la que fue construida. Elaboración propia.

Tabla 3.6.- Proyecciones para la producción de energías líquidas al 2035.

Cabe señalar que en el caso de Argentina, hacia el año 2030, este país tendría que ya haber potencializado la producción de petróleo y gas no convencional, pues de esta manera podrá suplir el déficit que dejará la caída de producción de su petróleo convencional dada sus reservas limitadas. Para noviembre de 2011, en Argentina, se descubrió un enorme yacimiento de petróleo no convencional, el cual estaría alrededor de 927 millones de barriles equivalentes de petróleo (Repsol, 2011, 07 de noviembre); sin mencionar que para diciembre de 2010 se habían encontrado reservas de gas no convencional recuperables de shale gas (arcillas gasíferas) el cual se estima se encuentren en 774 billones ⁽¹¹²⁾ de pies cúbicos (22 billones de metros cúbicos), lo que la convierte en la tercera mayor reserva mundial detrás de China y EEUU (US-EIA, en línea-a).

Por tanto, al plantear dentro del panorama suramericano las proyecciones tanto de consumo como de producción de energías líquidas, se nos permite ver como para el 2030 y 2035, en la región, se presentará un mayor nivel de consumo. Como se indicó, esta situación se da al considerar sólo reservas probadas de petróleo como base para la producción de energías líquidas. Pues bien, la Figura 3.2 nos muestras estas proyecciones conjuntas tanto de producción y consumo.



Fuente: Apéndice C, Figura C.11.1 la misma que fue construida a partir de las Tablas C.12 y C.13. Elaboración propia.

Figura 3.2.- Producción y consumo de energías líquidas: Suramérica 1990-2035.

¹¹² Un billón se corresponde con la unidad más doce dígitos 1.000.000.000.000 unidades.

Para ahondar un poco más en el tema de energías líquidas, queda expresar que Brasil, además de ser el mayor productor de energías líquidas, ostenta las mayores instalaciones para su refinamiento, aunque Venezuela es el mayor exportador tanto de petróleo crudo como de refinados de petróleos. Por otro lado, Brasil, Chile y Perú son los mayores importadores de petróleo crudo en la región suramericana. En cuanto a reservas probadas de petróleo crudo, la región posee el 17,1% del total mundial, con la cantidad de 236,17 mil millones de barriles (37,55 mil millones de metros cúbicos). La Tabla 3.7 nos muestra las reservas probadas de petróleo crudo por cada uno de los países suramericanos que cuentan con este recurso. Adicionalmente, esta Tabla presenta la relación R/P que nos da una referencia de los años adicionales que les restaría a las reservas en el caso de mantener los niveles actuales de explotación.

Reservas probadas de petróleo: Millones de barriles.							
País-Región	Año (Reservas)					Año: 2011	
	1990	1995	2000	2005	2010	Reservas	R/P
Tot.Mundo	1.000.512,62	999.260,84	1.028.132,39	1.277.227,66	1.354.182,40	1.383.207,19	51
Tot.Suram.	68.096,08	77.218,60	88.114,03	98.326,40	123.695,78	236.168,24	104
% Mundial	6,8%	7,7%	8,7%	7,7%	9,1%	17,1%	
Venezuela	58.504,00	64.477,00	72.600,00	77.226,00	99.377,00	211.170,00	272
Brasil	2.816,00	3.797,00	7.357,48	10.600,00	12.801,50	12.857,00	17
Ecuador	1.514,00	2.014,00	2.115,00	4.629,60	6.500,00	6.510,00	37
Argentina	2.279,90	2.216,79	2.753,42	2.674,50	2.520,30	2.504,68	11
Colombia	2.060,00	3.393,04	2.577,20	1.542,00	1.355,00	1.900,00	7
Perú	411,98	800,00	355,00	952,80	447,38	532,66	20
Bolivia	182,00	138,87	131,93	440,50	465,00	465,00	30
Chile	300,00	300,00	150,00	150,00	150,00	150,00	170
Suriname	28,20	81,90	74,00	111,00	79,60	78,90	14

Reservas probadas de petróleo: Millones de metros cúbicos.							
País-Región	Año (Reservas)					Año: 2011	
	1990	1995	2000	2005	2010	Reservas	R/P
Tot.Mundo	159.069,07	158.870,05	163.460,27	203.063,32	215.298,17	219.912,75	51
Tot.Suram.	10.826,43	12.276,80	14.009,04	15.632,68	19.666,09	37.547,81	104
% Mundial	6,8%	7,7%	8,7%	7,7%	9,1%	17,1%	
Venezuela	9.301,41	10.251,04	11.542,50	12.277,97	15.799,71	33.573,40	272
Brasil	447,71	603,68	1.169,75	1.685,27	2.035,28	2.044,10	17
Ecuador	240,71	320,20	336,26	736,05	1.033,42	1.035,01	37
Argentina	362,48	352,44	437,76	425,21	400,70	398,21	11
Colombia	327,51	539,45	409,74	245,16	215,43	302,08	7
Perú	65,50	127,19	56,44	151,48	71,13	84,69	20
Bolivia	28,94	22,08	20,98	70,03	73,93	73,93	30
Chile	47,70	47,70	23,85	23,85	23,85	23,85	170
Suriname	4,48	13,02	11,77	17,65	12,66	12,54	14

R/P: Número de años aproximados al cual durarían las reservas existentes al ritmo de producción de ese mismo año. Resulta de dividir reservas probadas sobre producción de crudo. Fuente: Apéndice C, Tabla C.11, en dicha Tabla se indica las fuentes y metodología con la que fue construida. Elaboración propia.

Tabla 3.7.- Capacidades totales de refinamiento por país suramericano.

Como información complementaria se detalla que para el caso de querer profundizar en detalles sobre producción y exportación de las diversas energías líquidas regionales, según datos de 2010 y por cada país suramericano, se deberá acudir a las Tablas: Producción de petróleo crudo, Tabla C.5; Producción de refinados de petróleo en términos globales, Tabla C.6 y, por cada país suramericano, Tabla D.6. Así también para, Exportaciones e importaciones de petróleo crudo, Tabla C.7 y C.8 respectivamente; Exportaciones e Importaciones de refinados de petróleo en términos globales, Tabla C.9; Exportaciones e Importaciones de refinados de petróleo por cada país suramericano, Tabla D.7 y D.8 de forma respectiva; Exportaciones e Importaciones de refinados de petróleo por tipo de producto, Tabla D.9 y D.10 respectivamente; Capacidad de refinamiento en términos globales, Tabla C.10 y, por cada país suramericano, Tabla D.11.

3.3.2. Gas natural.

i. Consumo de gas natural seco y proyecciones.

Los doce países suramericanos, en conjunto, consumieron para el año 2010 un total de 4.104,8 mil millones de pies cúbicos (116,2 mil millones de metros cúbicos). Este consumo en términos energéticos se correspondieron con 4,37 cuatrillones de BTU (109,84 millones de TEP), lo que representó a su vez el 3,8% del consumo mundial y el 78,9% del consumo comprendido por la región conjunta de “Centro & Suramérica & Caribe” (de aquí en adelante sólo llamado “Centro & Suramérica”).

A nivel suramericano el mayor consumidor de gas natural para el 2010 fue Argentina, que abarcó el 37,4% del volumen total regional, posteriormente, se encuentran Brasil (21,6%), Venezuela (21,6%), Colombia (7,8%), Perú (4,7%) y juntos, estos cinco países, representaron el 93,1% del consumo suramericano. De acuerdo al estudio realizado, y adjunto en el Apéndice C, se establece que la región suramericana hacia el año 2035 incrementará su consumo volumétrico 1,9 veces, esto último implica que la región registraría una TCP de 2,5% anuales. Es decir, la región pasará a consumir un volumen de 7.700,8 mil millones de pies cúbicos (218,1 mil millones de metros cúbicos) o, lo que implica en términos energéticos, un total de 8,14 cuatrillones de BTU (204,5 millones de TEP).

Dentro de este panorama proyectado (2035) el país con mayor nivel de consumo de gas natural seco en términos volumétricos será Argentina, el cual albergaría el 26,9% del total regional consumido y, al cual, le seguirán Brasil (57,6%), Venezuela (20,3%), Perú (7,3%) y Colombia (6,8%), país último que perderá un puesto con respecto a 2010; de todo esto, los cinco países en mención consumirían el 92,1% del total regional. La Tabla 3.8 nos muestra el consumo volumétrico para el año 2010 y su proyección hacia el 2035.

Como fue ya observado en la Tabla 3.2, dentro de la matriz energética regional (de consumo) establecida por tipo de fuente, el gas para el 2010 representó el 19,56% dentro del consumo total, mientras que para el 2035 su participación será del 15,59%. Se aconseja acudir a la Tabla D.19 (Apéndice D) para conocer los datos del consumo de gas natural seco del año 2010 y 2035, pero según datos energéticos (BTU y TEP).

Consumo de Gas Natural Seco: 1.000 millones de pies cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	4,6%	4,6%	3,4%	1,5%	1.534,79	1.629,11	1.729,24	1.835,51	1.948,32	2.068,05	1,2%
Brasil*	11,9%	9,7%	16,2%	6,2%	887,47	1.079,74	1.313,67	1.598,28	1.944,55	2.365,84	4,0%
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	1,4%	885,70	992,35	1.111,84	1.245,72	1.395,72	1.563,79	2,3%
Colombia*	1,8%	3,3%	2,0%	6,4%	+320,75	354,14	391,00	431,69	476,62	526,23	2,0%
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	27,9%	+191,34	400,00	436,25	475,78	518,89	565,91	4,4%
Chile	0,9%	24,7%	12,3%	-11,2%	+166,33	174,82	183,73	193,11	202,96	213,31	1,0%
Bolivia*	3,9%	-7,5%	14,2%	7,4%	106,30	162,41	207,53	283,58	345,01	380,92	5,2%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	10,66	11,35	12,07	12,85	13,67	14,55	1,3%
Uruguay	*	*	31,6%	-14,6%	1,44	1,57	1,71	1,86	2,02	2,20	1,7%
Tot.Suram.	4,4%	4,1%	4,9%	2,7%	4.104,8	4.805,5	5.387,0	6.078,4	6.847,8	7.700,8	2,5%

Consumo de Gas Natural Seco: 1.000 millones de metros cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	4,6%	4,6%	3,4%	1,5%	43,46	46,13	48,97	51,98	55,17	58,56	1,2%
Brasil*	11,9%	9,7%	16,2%	6,2%	25,13	30,57	37,20	45,26	55,06	66,99	4,0%
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	1,4%	25,08	28,10	31,48	35,27	39,52	44,28	2,3%
Colombia*	1,8%	3,3%	2,0%	6,4%	+9,08	10,03	11,07	12,22	13,50	14,90	2,0%
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	27,9%	+5,42	11,33	12,35	13,47	14,69	16,02	4,4%
Chile	0,9%	24,7%	12,3%	-11,2%	+4,71	4,95	5,20	5,47	5,75	6,04	1,0%
Bolivia*	3,9%	-7,5%	14,2%	7,4%	3,01	4,60	5,88	8,03	9,77	10,79	5,2%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	0,30	0,32	0,34	0,36	0,39	0,41	1,3%
Uruguay	*	*	31,6%	-14,6%	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	1,7%
Tot.Suram.	4,4%	4,1%	4,9%	2,7%	116,2	136,1	152,5	172,1	193,9	218,1	2,5%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 . Fuente: Apéndice C, Tabla C.17. En las notas emitidas en dicha tabla se establece la metodología y fuentes a las que se accedieron para su construcción. Elaboración propia.

Tabla 3.8.- Consumo de gas natural seco: Suramérica 2010 a 2035.

En relación con el consumo mundial, la región suramericana para el 2010 representó el 3,8% del consumo mundial de gas seco, mientras que para el 2035, de acuerdo a este estudio planteado, representaría el 5,2%. Como información adicional y

según las fuentes estadísticas de la US-EIA (en línea, ref.: de 26 de noviembre de 2011), en el 2010, los tres mayores consumidores de gas natural seco a nivel mundial fueron Estados Unidos (20,9%), Rusia (15,2%) y Oriente Medio (11,5%); mientras tanto Argentina ocupó el puesto vigésimo segundo (1,33%), Brasil el trigésimo primer puesto (0,8%) y Venezuela el vigésimo quinto puesto (0,6%).

ii. Producción de gas natural seco y proyecciones.

La producción de gas natural seco se da en la mayoría de los países suramericanos, con excepción de Guyana, Paraguay, Surinam y Uruguay. Para el 2010 la región consumió 3.895,5 mil millones de pies cúbicos (110,3 mil millones de metros cúbicos), en el cual, el mayor productor fue Argentina que albergó el 36,4% del total regional, posteriormente, le siguieron Venezuela (20,8%), Bolivia (13,4%), Brasil (11,3%), Colombia (10,2%) y juntos, estos cinco países, representaron el 92% de la producción total suramericana. Cabe indicar que este nivel de producción representó el 3,5% del total mundial.

De acuerdo a las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea, ref.: de 26 de noviembre de 2011), para 2010, los cinco mayores productores a nivel mundial fueron Rusia (19,6%), Estados Unidos (19%), Canadá (4,8%), Irán (4,6%) y Qatar (3,6%), los cuales abarcaron alrededor del 52% del total mundial producido. En un vigésimo segundo puesto se encontró Argentina (1,2%) y en un vigésimo octavo puesto Venezuela (0,6%). Por otro lado, hacia el 2035 se prevé, según el estudio presentado en el Apéndice C, que la región suramericana incrementará su nivel de producción, con respecto al 2010, 1,16 veces. A pesar de ello, este dato no es definitivo puesto que solo se considera las reservas probadas de gas de la región y que, dentro de estas proyecciones, se mantiene la incertidumbre inherente de los países de Argentina, Bolivia y Colombia, la cual se explicará a continuación.

Para el caso de Bolivia, y según datos de inicios de 2011, su producción se mantendría por unos 20 años más, y 11 años más para Colombia¹¹³. El caso de Argentina es diferente ya que la incertidumbre para su horizonte de producción sólo se

¹¹³ Para mayores detalles de los horizontes de producción de gas natural seco se aconseja revisar en el Apéndice D la Tabla D.18, en el cual se expone la relación R/P por cada país productor suramericano de gas.

da en función del agotamiento de sus reservas de gas convencional, el cual sería alrededor de 10 años más, aunque, como se mencionó en la sección 3.4.5, Argentina cuenta con la tercera mayor reserva mundial de gas no-convencional detrás de China y EEUU (US-EIA, en línea-a); en todo caso, no debe extrañarnos que Argentina se convierta en unos pocos años más en un foco energético a nivel regional. De manera paralela, debe considerarse que la producción de gas de Canadá se encuentra desarrollada a partir de la explotación de gas no-convencional, la cual lo convierte en el tercer mayor productor a nivel mundial (Ver Tabla B.10, en Apéndice B).

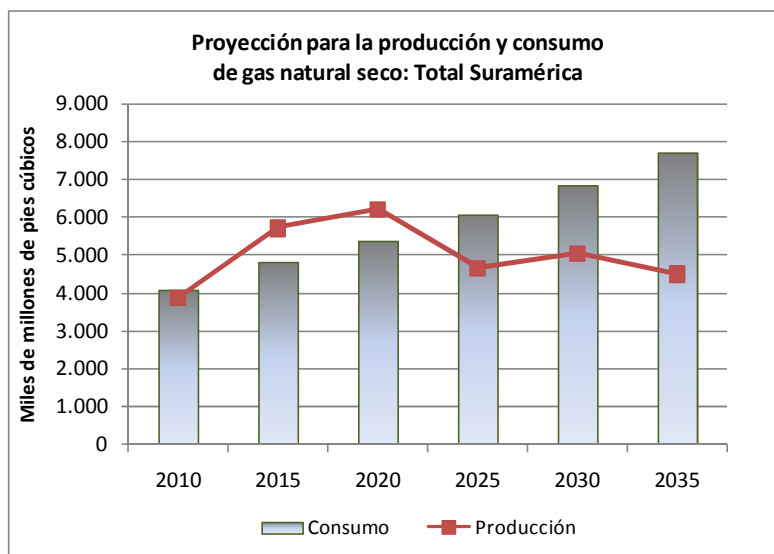
Producción de Gas Natural Seco: 1.000 millones de pies cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	5,7%	8,4%	4,7%	-2,6%	1.416,13	1.405,54	1.395,03	0,00	0,00	0,00	*
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	-0,5%	808,71	1.664,00	1.800,00	1.950,00	2.100,00	2.250,00	4,2%
Bolivia*	-0,5%	-6,3%	31,9%	3,6%	+520,19	588,55	665,89	753,39	852,39	0,00	*
Brasil*	11,9%	8,2%	7,3%	4,9%	+438,26	1.035,00	1.200,00	1.304,39	1.378,99	1.478,26	5,0%
Colombia	1,8%	3,3%	2,0%	11,0%	397,74	461,09	534,53	0,00	0,00	0,00	*
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	35,6%	+255,61	500,00	545,31	594,72	648,61	707,39	4,2%
Chile	0,9%	-10,9%	-1,1%	-7,7%	48,24	50,70	53,29	56,01	58,86	61,86	1,0%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	10,66	11,34	12,07	12,84	13,67	14,54	1,3%
Tot.Suram.	4,5%	4,1%	4,9%	1,6%	3.895,54	5.716,22	6.206,11	4.671,36	5.052,52	4.512,06	0,6%

Producción de Gas Natural Seco: 1.000 millones de metros cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	5,7%	8,4%	4,7%	-2,6%	40,10	39,80	39,50	0,00	0,00	0,00	*
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	-0,5%	22,90	47,12	50,97	55,22	59,47	63,71	4,2%
Bolivia*	-0,5%	-6,3%	31,9%	3,6%	+14,73	16,67	18,86	21,33	24,14	0,00	*
Brasil*	11,9%	8,2%	7,3%	4,9%	+12,41	29,31	33,98	36,94	39,05	41,86	5,0%
Colombia	1,8%	3,3%	2,0%	11,0%	11,26	13,06	15,14	0,00	0,00	0,00	*
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	35,6%	+7,24	14,16	15,44	16,84	18,37	20,03	4,2%
Chile	0,9%	-10,9%	-1,1%	-7,7%	1,37	1,44	1,51	1,59	1,67	1,75	1,0%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	0,30	0,32	0,34	0,36	0,39	0,41	1,3%
Tot.Suram.	4,5%	4,1%	4,9%	1,6%	110,31	161,87	175,74	132,28	143,07	127,77	0,6%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 unidades (1.000.000.000 unid.). Fuente: Apéndice C, Tabla C.16. En las notas de dicha tabla se encuentra la metodología y las diversas fuentes a las que se acudieron para su construcción. Nota 02: Las fuentes históricas en su mayoría fueron obtenidas de US-EIA (en línea), no obstante los datos (+) fueron estimados en función de BP (en línea). Para mayor referencia consultar Tabla C.16. Elaboración propia.

Tabla 3.9.- Producción de gas natural seco: Suramérica 2010 a 2035.

Ahora bien, si superponemos los datos proyectados tanto de consumo como de producción de gas natural seco, se observa como para el año 2022, dentro de la región, los niveles de consumo excederían los niveles de producción. A pesar de ello, esta suposición alberga una vez más la incertidumbre proveniente del agotamiento de las reservas convencionales de gas de Argentina, Colombia y Bolivia. En todo caso, la Figura 3.3 nos muestra el consumo y producción regionales, en miles de millones de pies cúbicos anuales.



Fuente: Apéndice C, Figura C.15.1. La misma que fue construida a partir de la información expuesta en las Tablas C.16 y C.17. Elaboración propia.

Figura 3.3.- Producción y consumo de gas natural seco: Suramérica 2010 a 2035.

Y en lo referente a las reservas de gas natural seco (gas convencional), la región cuenta con un total de 251.304,6 mil millones de pies cúbicos (7.116,1 mil millones de metros cúbicos), por lo que representa el 3,8% del total de las reservas mundiales. A su vez, Suramérica analizada en conjunto, podría producir durante unos 65 años adicionales si mantuviese los actuales ritmos de producción. Consecuentemente, a partir de un análisis individual vemos como Venezuela mantiene un margen de explotación para unos 238 años más; Brasil para unos 33 años; Perú para unos 49 años y Ecuador para 27 años más. En general, para conocer en mayor detalle acerca de las reservas por cada país y acerca del índice R/P, el cual nos da el número de años adicionales de producción a partir de los niveles actuales de producción, se aconseja revisar la Tabla D.18 y Figura C.14.

3.3.3. Consumo y producción de carbón mineral.

La región suramericana para el 2010 tuvo un consumo total de 39,86 millones de toneladas métricas de carbón mineral, lo que representó el 0,57% del total mundial (Ver Tabla C.18). Por su parte, el mayor consumidor a nivel suramericano fue Brasil, que albergó el 61,2% de este consumo, éste a su vez fue seguido por Chile (16,96%) y Colombia (13,82%) que juntos, estos tres países, sumaron el 92% del consumo total regional. El resto de países que también registraron consumos anuales para este mismo

año fueron Perú, Argentina, Venezuela, Uruguay y Paraguay, pero sus niveles fueron muy bajos.

A nivel mundial el consumo de carbón mineral fue de aproximadamente 7,22 mil millones de toneladas métricas, según datos de 2010 y de acuerdo a la base estadística de la US-EIA (en línea, ref.: de 27 de noviembre de 2011). Entre los mayores consumidores se encontraron: China, que abarcó el 46,9% del consumo mundial, así mismo, fue seguido por Estados Unidos (13,17%), India (9,54%), Alemania (3,15%), Rusia (2,86%), Japón (2,60%) y Sudáfrica (2,53%), los que representaron alrededor del 81% del total consumido. Brasil, por su parte, se encontró en un vigésimo cuarto puesto (0,34%) y Chile en un cuarentavo puesto (0,09%).

En cuanto a la región suramericana, según la proyección realizada en el Apéndice C, hacia el año 2035, el consumo de carbón mineral se incrementará 3,06 veces con respecto al 2010, es decir, registrará una TCP del 4,6% de manera anual. Hacia este año proyectado Brasil consumirá aproximadamente el 78,2% del consumo de carbón regional, para lo cual, le seguirán Chile (8,7%) y Colombia (8,4%) que, en conjunto, representarán el 95,2% del total suramericano. De acuerdo a la Tabla 3.2, dentro de la matriz energética de consumo, el carbón mineral representó en el 2010 el 4,22%, mientras que para el 2035 representará el 5,22%.

Acerca de la producción de carbón, la región produjo 91,95 millones de toneladas métricas en el año 2010 y, hacia el 2035, esta cantidad crecería 2,05 veces; es decir, produciría 188,28 millones de toneladas métricas. De acuerdo a datos del 2010, Colombia es el mayor productor de la región con el 81,6% del total producido, esto se debe, en gran parte, a que posee el 53,9% de las reservas regionales suramericanas de este producto (Ver Tabla C.20).

Ya dentro del contexto mundial, la producción suramericana albergó tan sólo el 1,3% del total producido (Ver Tabla D.22), pues el mundo produjo alrededor de 7,27 mil millones de toneladas métricas en 2010, y, dentro de este total, Colombia ocupó el décimo primer puesto con el 1,0% producido. Entre los mayores productores de carbón mineral en el mundo, están: China (45,7%), Estados Unidos (13,5%), India (7,8%),

Australia (5,6%), Indonesia (4,9%), Rusia (4,3%) y Sudáfrica (3,4%) que representaron el 85,3% del total mundial. Ahora bien, como información adicional se expresa que Colombia es el mayor exportador regional, el cual cubre el 88,89% del total exportado por la región, mientras que Brasil es el mayor importador con el 65,96% del total regional (Ver Figura C.17 y Tabla D.24).

Luego del análisis que se atribuyen a las proyecciones de producción de carbón mineral, a partir del estudio expuesto en el Apéndice C, se prevé que la región hacia el año 2035 incrementará este nivel 2,05 veces con respecto a 2010. Es decir, la región hacia el año 2035 pasaría a producir un total de 188,28 millones de toneladas métricas, dentro del cual, Colombia se mantendrá como mayor productor con el 77,5% del total regional producido, seguido ahora por Brasil (11,8%) y Venezuela (9,8%) que juntos, estos tres países, albergarían el 99,2% del total suramericano. En consecuencia, la Tabla 3.10 nos muestra los datos de producción y consumo de carbón mineral del año 2010 y las proyecciones hacia el 2035.

Proyección CONSUMO de carbón mineral: Miles de toneladas métricas											
Región	Tasas de Crec.Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,8%	2,4%	0,1%	2,6%	24.390,6	32.028,9	42.059,3	55.230,9	72.527,3	95.240,3	5,6%
Chile	-3,9%	14,9%	3,6%	3,9%	6.760,9	7.391,7	8.081,4	8.835,4	9.659,7	10.560,9	1,8%
Colombia	18,9%	-3,5%	-5,6%	5,8%	5.507,2	6.230,8	7.049,6	7.976,0	9.024,1	10.210,0	2,5%
Perú	21,1%	2,1%	5,6%	1,7%	1.576,6	1.723,7	1.884,6	2.060,4	2.252,6	2.462,8	1,8%
Argentina	16,4%	-12,5%	-4,0%	11,7%	1.309,6	1.518,1	1.759,9	2.040,2	2.365,2	2.741,9	3,0%
Venezuela	-23,6%	62,4%	-27,5%	43,2%	308,6	357,8	414,8	480,9	557,4	646,2	3,0%
Uruguay	42,4%	-14,6%	31,3%	-3,0%	2,374	2,386	2,398	2,410	2,422	2,434	0,1%
Paraguay	*	*	*	-0,3%	0,296	0,297	0,298	0,300	0,301	0,303	0,1%
Tot.Suram.	5,6%	2,7%	0,0%	3,6%	39.856,2	49.253,9	61.252,3	76.626,4	96.389,1	121.864,9	4,6%

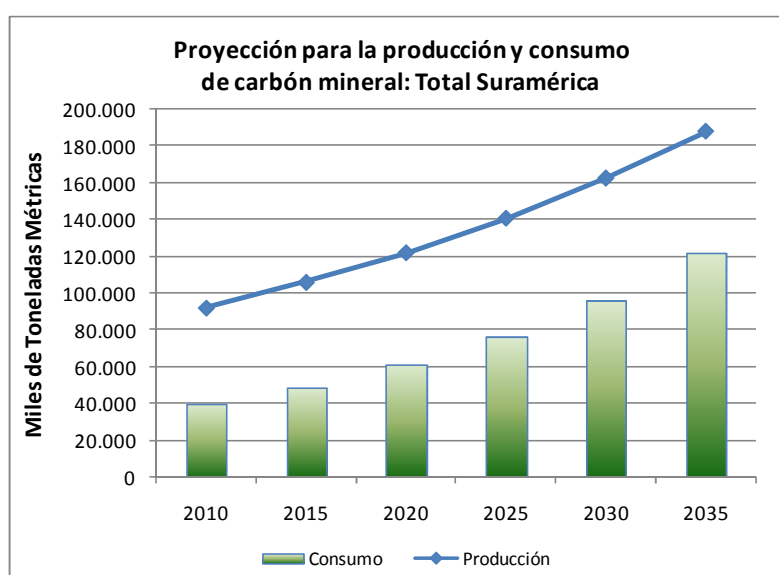
Proyección PRODUCCIÓN de carbón mineral: Miles de toneladas métricas											
Región	Tasas de Crec.Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Colombia	2,6%	6,2%	8,9%	4,9%	74.988,1	85.673,1	97.880,6	111.827,6	127.761,8	145.966,5	2,7%
Venezuela	18,2%	14,5%	-3,8%	5,7%	9.504,2	10.858,4	12.405,6	14.173,3	16.192,9	18.500,2	2,7%
Brasil	2,8%	2,1%	-5,3%	1,0%	6.565,8	8.379,7	10.694,9	13.649,7	17.420,9	22.234,0	5,0%
Chile	-14,2%	-17,3%	-10,7%	1,2%	578,4	644,9	719,1	801,7	893,9	996,6	2,2%
Argentina	5,9%	2,4%	-33,4%	45,4%	162,5	188,4	218,4	253,2	293,6	340,3	3,0%
Perú	-10,3%	-19,5%	-0,5%	28,0%	146,3	161,5	178,4	196,9	217,4	240,0	2,0%
Tot.Suram.	3,1%	6,2%	5,5%	4,7%	91.945,3	105.906,2	122.097,0	140.902,5	162.780,4	188.277,6	2,9%

1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Fuente: Apéndice C, Tabla C.21. En las notas de dicha tabla se indica la metodología y las múltiples fuentes a las que se accedieron para su construcción. Elaboración propia.

Tabla 3.10.- Proyecciones de producción y consumo de carbón mineral: Suramérica 2010 a 2035.

Por otro lado, la Figura 3.4 nos muestra los datos de los años 2010, 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035 para la producción y consumo de este mineral a nivel regional. En

dicho gráfico se observa cómo la región en conjunto posee altos niveles de producción frente a un reducido nivel de consumo. Como información complementaria, se indica que la Figura C.3, expuesta en el Apéndice C, muestra de manera gráfica los niveles de producción y consumo para 2010 y sus diferentes proyecciones para cada uno de los países suramericanos. Además, las Tablas D.25 y D.26 (Apéndice D) exponen los niveles de consumo y producción de carbón mineral, aunque expresadas en unidades energéticas. La importancia de estas últimas, se recalca una vez más, es la homogenización de sus datos con el fin de poder manejar finalmente la matriz energética regional y por cada uno de los países suramericanos.



1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. Fuente: Apéndice C, Figura C.18, dicha figura se encuentra a su vez construida a partir de la información expuesta en las Tablas C.21 y C.22. Elaboración propia.

Figura 3.4.- Producción y consumo de carbón mineral de Suramérica: 2010 a 2035.

3.3.4. Consumo y producción de energía nuclear.

La energía nuclear dentro de este estudio, en términos de producción y consumo¹¹⁴, está relacionada específicamente con la generación de energía eléctrica, es por ello que, en esta sección, estos valores son presentados en unidades de Kwh¹¹⁵, aunque de manera complementaria en el Apéndice D, en sus Tablas D.27 y D.28, se

¹¹⁴ Se indica que, para el tratamiento de los datos y como metodología seguida, se considera que la cantidad producida es equivalente a la energía consumida sin pérdida alguna, tratamiento parecido que da la US-EIA al manejo estadístico en esta área específica y dentro de las energías renovables, por lo que se toma su ejemplo.

¹¹⁵ Para un mejor entendimiento de esta unidad y de su metodología para la conversión de sus datos a Unidades Térmicas Británicas (BTU) y Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP), se recomienda revisar Apéndice A, sección A.5.

presentan estos datos en unidades de BTU y TEP. Ya en materia, se señala que la región suramericana produjo para el año 2010 un total de 21,21 mil millones de Kwh, en el que Brasil albergó el 63% del total producido, mientras que Argentina el restante 37%. Así también, la energía nuclear producida significó en términos energéticos un total de 0,229 cuatrillones de BTU (5,75 millones de TEP). De acuerdo a la Tabla 3.2, el cual indica el consumo de energías primarias suramericanas por tipo de fuente, la energía nuclear representó para el año indicado el 1,03% dentro de la matriz de consumo.

Con respecto al total mundial, el cual llegó a una producción de 2.634,9 mil millones de Kwh para este mismo año citado 2010, pues la producción de energía nuclear suramericana representó tan solo el 0,81%, mientras que Estados Unidos fue el mayor productor dentro de esta esfera mundial, el mismo que abarcó el 31,1%. Posteriormente, le siguieron Francia (15,2%), Japón (10,4%), Rusia (6,0%), Corea del Sur (5,5%), Alemania (5%) y Canadá (3,4%) que juntos produjeron el 76,4% del total global. A la vez, Brasil dentro de esta lista se encontró en el vigésimo cuarto puesto (0,5%), mientras que Argentina en el vigésimo octavo puesto (0,3%) (US-EIA, en línea, ref.: de 27 de noviembre de 2011).

Hacia el año 2035 se prevé, según el estudio adjunto en el Apéndice C, que la región incrementará su producción 2,9 veces con respecto a 2010, por lo que registraría una TCP de 4,4% anual, y así, su cuota representaría el 1,28% dentro de la matriz energética suramericana para este año proyectado. En 2035, por su parte, Brasil abarcará el 66,1% del total producido y Argentina el 33,9%; mientras tanto, en el marco mundial, la producción regional suramericana representaría el 1,37% ⁽¹¹⁶⁾ dentro del total global producido.

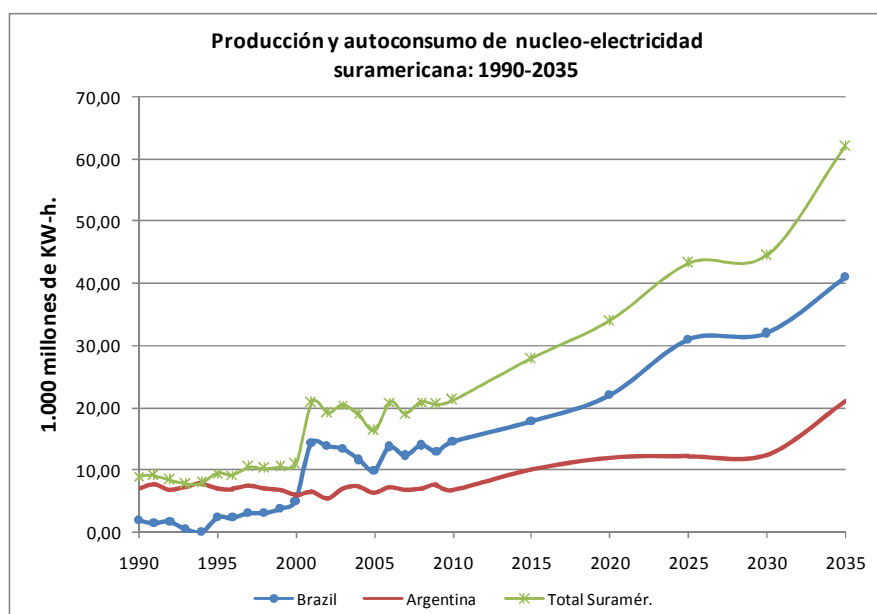
Ahora bien, la Tabla 3.11 nos señala los datos producidos al 2010 y las proyecciones realizadas tanto para los años 2015, 2020, 2025, 2030, y 2035. De manera complementaria, la Figura 3.5 nos indica la evolución que ha tenido la energía nuclear entre 1990 a 2010, así como sus proyecciones al 2035. En particular, para mayores detalles sobre estas proyecciones se deberá revisar la sección C.6, del Apéndice C.

¹¹⁶ De acuerdo a las proyecciones mundiales realizadas por la US-EIA (2010, p.285, Tabla H15), la generación de energía eléctrica-nuclear para el 2035 sería de 4.514,0 mil millones de Kw-h.

Proyección: Producción y Autoconsumo.- Energía Nuclear: 1.000 millones de Kw-h.											
Región	Tasa de Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecc.: Producción-Consumo					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brazil	-59,5%	12,1%	23,8%	8,0%	14,52	17,87	22,00	31,00	32,00	41,00	4,2%
Argentina	2,7%	-1,2%	5,1%	1,0%	6,69	10,00	12,00	12,25	12,50	21,00	4,7%
Tot.Suram.	-3,2%	2,7%	14,7%	5,4%	21,21	27,87	34,00	43,25	44,50	62,00	4,4%

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Fuente: Apéndice C, Tabla C.24. En las notas de dicha tabla se expresa la metodología y las múltiples fuentes con las que fue construida. Elaboración propia.

Tabla 3.11.- Generación y consumo de energía nuclear suramericana.



BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P] (1.000.000.000.000.000 unid.). Fuente: Apéndice C, Figura C.20, en dicha figura se muestra las diferentes fuentes con las que fue construida la sección histórica. La sección de proyecciones se construyó en base a los datos expuestos en la Tabla C.24. Elaboración propia.

Figura 3.5.- Energía nuclear: Suramérica 1990 a 2035.

Es meritorio citar que a partir de la catástrofe de Fukushima (Japón), en marzo de 2011, esta fuente se volvió mucho más controvertida, aunque a pesar de ello, la región no descartó este tipo de fuente ante las inminentes necesidades energéticas futuras; de hecho, Chile firmó acuerdos de cooperación con Estados Unidos y Francia (Castillo, 2011). Por otro lado, Venezuela oficializó en octubre de 2010 un convenio de cooperación con Rusia para la construcción de una planta nuclear (Agencia Venezolana de noticias, 2010, 21 de marzo). A pesar de todo ello, el camino para la construcción e implementación de una planta nuclear es largo, por lo que habrá de evaluar constantemente los avances reales en dicho tema.

3.3.5. Energías renovables.

Para nuestro estudio, las energías renovables comprenden exclusivamente a las provenientes de las energías hidroeléctrica, eólica, geotérmica y por biomasa y residuos. En este conjunto se descartó a la energía solar al no presentar datos importantes de generación a la fecha, además, tampoco presentaría a futuro un desarrollo importante a partir de los altos costos por Mw instalado frente a otras fuentes mucho más baratas. De igual manera, este estudio descarta a las energías provenientes de la mareomotriz al encontrarse su tecnología mundial en un estado primario. A pesar de ello, no se niega que estos dos tipos de fuentes cogerán relevancia a medida que las energías fósiles se encarezcan y a medida que las necesidades energéticas vayan creciendo, pero en la actualidad se ha decidido descartarlas.

i. Producción y proyecciones de energías renovables suramericanas.

La Tabla 3.12 nos muestra en general el nivel de producción-consumo¹¹⁷ de estas energías renovables para el año 2010, así como sus proyecciones. Por tanto, de acuerdo a datos del 2010 la región alcanzó un total de 6,84 cuatrillones de BTU (171,70 millones de TEP), mientras que para el 2035 alcanzaría los 16,15 cuatrillones de BTU (405,69 millones de TEP), por lo que dicho crecimiento entre ambos años será 2,4 veces o, lo que es lo mismo, mantendrá una TCP anual del 3,5%.

Para el año 2010, dentro del marco regional, el mayor productor de estas fuentes fue Brasil, el cual cubrió el 61,3% del total suramericano, así también, le siguió Venezuela (10,8%), Paraguay (7,5%), Colombia (5,8%), Argentina (5,1%) y juntos, estos cinco países, abarcaron el 90,6% del total regional. Hacia el 2035, de acuerdo al trabajo expuesto en el Apéndice C, sección C.7, y cuyos datos también se reflejan en la Tabla 3.12, los cinco mayores productores regionales, serán: Brasil con el 65,13% del total regional, Venezuela con el 6,92%, Colombia con el 5,73%, Chile con el 5,24% y Perú con el 5,24%, los que abarcarían el 88,3% de este total.

Así también, en la Figura 3.6 se indica la proporción por fuente renovable que se corresponde con el total producido en cada país suramericano y para el total regional. A partir de dicho gráfico se observa como la energía hidroeléctrica abarcó para el 2010 el

¹¹⁷ Para su explicación ver Apéndice A, Tabla A.3.

94,73%, la energía eólica el 0,33% y por “biomasa & residuo” el 4,94%. Mientras tanto, para el año 2035 la fuente hidráulica abarcará el 91,95%, la eólica el 1,06%, la geotérmica el 2,74% y por “biomasa y residuo” el 4,25%. Para la mayoría de países la fuente hidráulica abarca el mayor porcentaje en la generación de las renovables, sin embargo, para Chile, en el 2035, se prevé que la energía geotérmica marcará un importante porcentaje.

Proyección: Producción de energías renovables.- Cuatrillones de BTU											
Región	Promedio por período				Histór. 2010	Proyección Producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	2,3529	2,8764	3,0952	3,8190	4,1912	5,0367	6,0536	7,2770	8,7487	10,5196	3,7%
Venezuela	0,4666	0,5707	0,6322	0,8018	0,7410	0,8628	0,9203	0,9817	1,0472	1,1171	1,7%
Paraguay	0,3126	0,4895	0,5059	0,5246	0,5122	0,5749	0,6132	0,6542	0,6978	0,7443	1,5%
Colombia	0,2852	0,3379	0,3565	0,4080	0,3949	0,4681	0,5550	0,6581	0,7806	0,9260	3,5%
Argentina	0,2157	0,2590	0,3442	0,3434	0,3505	0,4120	0,4539	0,4991	0,5516	0,6137	2,3%
Chile	0,1616	0,1868	0,2326	0,2665	0,2441	0,3477	0,4546	0,5650	0,6809	0,8465	5,1%
Perú	0,1167	0,1388	0,1791	0,1926	0,1924	0,3016	0,4345	0,6847	0,7602	0,8465	6,1%
Ecuador	0,0562	0,0644	0,0743	0,0886	0,0857	0,1681	0,2101	0,2319	0,2560	0,2825	4,9%
Uruguay	0,0740	0,0668	0,0794	0,0645	0,0925	0,1004	0,1064	0,1086	0,1134	0,1196	1,0%
Bolivia	0,0144	0,0161	0,0221	0,0231	0,0227	0,0615	0,0973	0,1051	0,1137	0,1232	7,0%
Suriname	0,0143	0,0132	0,0075	0,0085	0,0084	0,0089	0,0095	0,0102	0,0109	0,0116	1,3%
Guyana	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0%
Tot.Suram.	4,0702	5,0197	5,5289	6,5406	6,8355	8,3426	9,9086	11,7756	13,7610	16,1506	3,5%

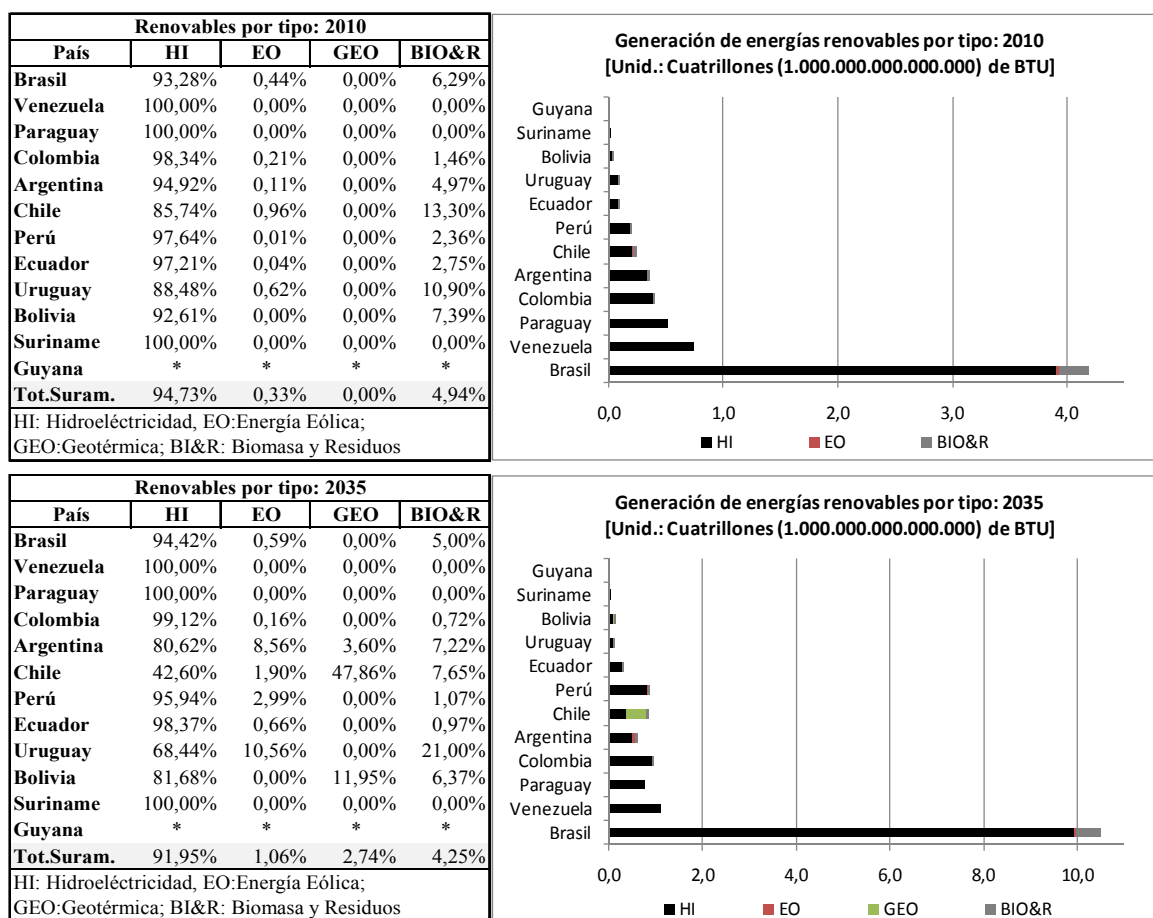
Proyección: Producción de energías renovables.- Millones de TEP											
Región	Promedio por período				Histór. 2010	Proyección Producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	59,103	72,252	77,749	95,930	105,28	126,52	152,06	182,79	219,76	264,24	3,7%
Venezuela	11,720	14,335	15,880	20,141	18,61	21,67	23,12	24,66	26,31	28,06	1,7%
Paraguay	7,853	12,296	12,708	13,178	12,87	14,44	15,40	16,43	17,53	18,70	1,5%
Colombia	7,165	8,487	8,955	10,247	9,92	11,76	13,94	16,53	19,61	23,26	3,5%
Argentina	5,418	6,505	8,646	8,626	8,80	10,35	11,40	12,54	13,86	15,41	2,3%
Chile	4,058	4,693	5,842	6,695	6,13	8,73	11,42	14,19	17,10	21,26	5,1%
Perú	2,932	3,487	4,499	4,839	4,83	7,58	10,91	17,20	19,10	21,26	6,1%
Ecuador	1,412	1,618	1,865	2,225	2,15	4,22	5,28	5,83	6,43	7,10	4,9%
Uruguay	1,858	1,679	1,994	1,619	2,32	2,52	2,67	2,73	2,85	3,00	1,0%
Bolivia	0,362	0,405	0,555	0,580	0,57	1,54	2,45	2,64	2,86	3,09	7,0%
Suriname	0,360	0,333	0,189	0,213	0,21	0,22	0,24	0,26	0,27	0,29	1,3%
Guyana	0,001	0,001	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot.Suram.	102,241	126,091	138,881	164,295	171,70	209,56	248,90	295,79	345,66	405,69	3,5%

Nota 01: Las energías renovables en Suramérica involucran a las energías: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa y residuos; a su vez, la energía solar bajo los costos de inversión por Mw instalado actuales no permitirían un desarrollo importante de este sector; queda por tanto excluido en las proyecciones. Por otro lado, la energía mareomotriz a nivel mundial no presenta un desarrollo importante, incluso porque su tecnología se encuentra en fases primarias, de esto, tampoco se avizora un desarrollo de estas fuentes al día de hoy. No se involucraron tampoco al etanol y biodiesel dentro de este compendio de energías renovables, puesto que estos datos entran en el análisis de energías líquidas de la sección C.3. Fuente: Apéndice C, Tabla C.32.1. En dicha tabla se indica la metodología y las múltiples fuentes con las que fue construido, y se resalta que sus datos proceden de las Tablas C.29, D.30, D.32 y D.34. Elaboración propia.

Tabla 3.12.- Proyección en generación total de energías renovables en Suramérica.

Como información complementaria se expone que la región suramericana para el 2010 produjo el 19,4% (1/5) del total mundial de energía hidráulica (Ver Tabla C.25). En todo caso, el mayor productor de energía hidráulica a escala global, según las

estadísticas de US-EIA (en línea, ref.: de 28 de noviembre de 2011), fue China, que abarcó el 16,9%, y le siguió Brasil con el 11,9% y Canadá con el 11,2%, de un total producido de 3.427,7 mil millones de Kwh (Ver Tabla C.25). En cuanto a energía eólica, la región produjo el 0,7% del total mundial (Ver Tabla C.27), del cual los mayores productores a nivel mundial fueron: China, que abarcó el 22,4% de su generación, seguido por Estados Unidos (20,2%), Alemania (13,7%), España (10,2%) e India (6,5%). En el caso de Brasil, este país ocupó el puesto décimo noveno puesto con un 0,6% del total mundial producido (BP, en línea, ref.: de 23 de noviembre de 2011).



Nota: Las energía renovables involucran a la energías: hidroeléctrica, eólica, geotérmica (para el 2035) y “biomasa & residuos”. Fuente: Apéndice C, Figura C.21.2. La figura en mención, a su vez, hace referencia de su construcción a partir de los datos expuestos en las Tablas C.29, C.32.1, D.30, D.32 y D.34. Elaboración propia.

Figura 3.6.- Generación de energías renovables por tipo de fuente:
Suramérica 2010 y 2035.

Y como fue expuesto en la Tabla 3.2, dentro de la matriz energética de consumo, en el año 2010 la energía hidroeléctrica representó el 29,05%, la eólica el 0,1% y la energía por biomasa y residuo el 1,52%. Para el 2035 la energía hidroeléctrica representaría el 28,54%, la eólica el 0,33%, la geotérmica el 0,85% y por biomasa y residuo el 1,32%. Acerca de la energía por biomasa y residuo, para el 2010 el total

mundial producido fue aproximadamente 271,09 mil millones de Kwh, del cual, el mayor productor fue Estados Unidos con el 24,13% del total global, seguido por Alemania (14,13%), Brasil (7,88%), Japón (5,72%) y Reino Unido (4,43%); así mismo, se indica que la región suramericana produjo el 12,2% del total mundial.

ii. Consumo y proyección de energías renovables suramericanas.

La Tabla 3.13 presenta el consumo de las energías renovables, no obstante, y como metodología para su construcción, se asumió que el total de energías renovables es igual al total de energías renovables consumidas, sin que existan pérdidas¹¹⁸.

Proyección: Consumo de energías renovables.- Cuatrillones de BTU											
Región	Promedio por período				Histór. 2010	Proyección Producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	2,6228	3,2785	3,5198	4,2363	4,5673	5,4561	6,4906	7,7305	9,2171	11,0006	3,6%
Venezuela	0,4666	0,5707	0,6322	0,8018	0,7410	0,8628	0,9203	0,9817	1,0472	1,1171	1,7%
Paraguay	0,0267	0,0384	0,0434	0,0554	0,0670	0,0815	0,0991	0,1206	0,1467	0,1785	4,0%
Colombia	0,2852	0,3379	0,3565	0,4080	0,3949	0,4681	0,5550	0,6581	0,7806	0,9260	3,5%
Argentina	0,2317	0,3080	0,3821	0,3961	0,4196	0,4860	0,5310	0,5791	0,6343	0,6985	2,1%
Chile	0,1616	0,1868	0,2326	0,2665	0,2441	0,3477	0,4546	0,5650	0,6809	0,8465	5,1%
Perú	0,1167	0,1388	0,1791	0,1926	0,1924	0,3016	0,4345	0,6847	0,7602	0,8465	6,1%
Ecuador	0,0562	0,0644	0,0743	0,0886	0,0857	0,1681	0,2101	0,2319	0,2560	0,2825	4,9%
Uruguay	0,0740	0,0668	0,0794	0,0645	0,0925	0,1004	0,1064	0,1086	0,1134	0,1196	1,0%
Bolivia	0,0144	0,0161	0,0221	0,0231	0,0227	0,0615	0,0973	0,1051	0,1137	0,1232	7,0%
Suriname	0,0143	0,0132	0,0075	0,0085	0,0084	0,0089	0,0095	0,0102	0,0109	0,0116	1,3%
Guyana	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	*
Tot.Suram.	4,0702	5,0197	5,5289	6,5413	6,8355	8,3426	9,9086	11,7756	13,7610	16,1506	3,5%

Proyección: Consumo de energías renovables.- Millones de TEP											
Región	Promedio por período				Histór. 2010	Proyección Producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	65,882	82,353	88,414	106,413	114,726	137,052	163,039	194,183	231,527	276,325	3,6%
Venezuela	11,720	14,335	15,880	20,141	18,614	21,672	23,118	24,661	26,306	28,061	1,7%
Paraguay	0,670	0,965	1,090	1,391	1,682	2,047	2,490	3,030	3,686	4,485	4,0%
Colombia	7,165	8,487	8,955	10,247	9,920	11,758	13,940	16,531	19,607	23,259	3,5%
Argentina	5,821	7,736	9,598	9,949	10,541	12,207	13,338	14,546	15,932	17,546	2,1%
Chile	4,058	4,693	5,842	6,695	6,132	8,734	11,419	14,192	17,104	21,264	5,1%
Perú	2,932	3,487	4,499	4,839	4,832	7,576	10,915	17,200	19,095	21,262	6,1%
Ecuador	1,412	1,618	1,865	2,225	2,154	4,221	5,277	5,826	6,430	7,097	4,9%
Uruguay	1,858	1,679	1,994	1,619	2,323	2,522	2,674	2,728	2,849	3,003	1,0%
Bolivia	0,362	0,405	0,555	0,580	0,569	1,544	2,445	2,641	2,857	3,095	7,0%
Suriname	0,360	0,333	0,189	0,213	0,211	0,225	0,240	0,256	0,273	0,291	1,3%
Guyana	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	*
Tot.Suram.	102,241	126,091	138,881	164,313	171,703	209,558	248,895	295,793	345,665	405,689	3,5%

Nota: Las energías renovables en Suramérica involucran a las energías: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa y residuos; la energía solar y mareomotriz fueron excluidas por las razones emitidas en la Tabla C.32.1. No se involucraron tampoco al etanol y biodiesel puesto que estos datos entran en el análisis de energías líquidas de la sección 3.2. Fuente: Apéndice C, Tabla C.32.2. En las notas expuestas en dicha tabla se narra la metodología, las múltiples fuentes y los criterios con los que fue construida. Elaboración propia.

Tabla 3.13.- Proyección en consumo total de energías renovables en Suramérica.

¹¹⁸ Ver Apéndice A, Tabla A.3.

En todo caso, esta tabla en mención sólo nos muestra el nivel de energías renovables consumidas dentro de la región, por tanto, no refleja el excedente producido por Paraguay, de cuyos niveles de producción solo consume un 13% aproximadamente, según datos del 2010 (Ver notas de Tabla C.32.2). A su vez, para el año 2035, consumiría el 25% del total generado. En dicha Tabla 3.13 el excedente paraguayo fue, básicamente, distribuido en gran medida hacia Argentina y Brasil.

3.3.6. Energía eléctrica.

i. Generación de energía eléctrica y pérdidas por distribución.

Suramérica produjo en el año 2010 un total de 989,66 mil millones de Kwh, cantidad que representó el 4,6% del total mundial (21.325,1 mil millones de Kwh) (Ver Tabla C.35), aunque cabe mencionar que las pérdidas regionales suramericanas por distribución representaron el 16,6% de este total generado (Ver Tabla C.36). Para tener una referencia comparativa, la UE-27 en el 2010 tuvo unas pérdidas del 6,6%, mientras que en EE.UU fue del 6% (Ver sección C.8.2).

Pues bien, a nivel suramericano el mayor generador de energía eléctrica fue Brasil, el mismo que abarcó el 51,34% del total regional, y le siguieron Argentina (12,05%), Venezuela (11,79%), Chile (6,24%), Colombia (5,75%), Paraguay (5,41%) y juntos, estos seis países, abarcaron el 92,6% del total regional. A nivel mundial, de acuerdo a las estadísticas dadas por BP (en línea, ref.: de 29 de noviembre de 2011), el mayor generador de energía eléctrica en el año 2010 fue Estados Unidos con el 20,3% del total mundial generado, posteriormente, se encontró China (19,7%), Japón (5,4%), Rusia (4,9%) e India (4,3%), que junto a Canadá (3%) abarcaron el 57,5% del total mundial. Dentro de esta lista global, pues Brasil ocupó el décimo puesto (2,3%), Argentina el vigésimo séptimo (0,6%) y Venezuela el vigésimo noveno (0,5%).

De acuerdo con la Tabla 3.14 se observa que Brasil, para el año 2035, incrementará su generación en el doble, por lo que sus niveles de generación se encontrarán en torno a los 1.524,33 mil millones de Kwh. Mientras tanto, Argentina incrementará su generación 2,3 veces; Venezuela 2 veces; Chile 2,2 veces, Colombia 2,1 veces; Paraguay 1,4 veces y juntos, estos 6 países, producirían el 91% del total regional generado. Para esto, la región conjunta en el año 2035 generaría un total de

2.589,42 mil millones de Kwh, es decir, habrá incrementado su generación 2,6 veces con respecto al año 2010.

Proyección en la generación de energía eléctrica: 1.000 millones de Kw-h												
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de generación					2010-2035	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	TCP	Crecim.
Brasil	4,0%	4,9%	2,7%	5,3%	508,13	634,99	792,04	986,42	1.226,90	1.524,33	4,5%	3,0
Argentina	7,2%	4,5%	2,9%	2,1%	119,23	144,48	170,11	200,18	235,46	276,85	3,4%	2,3
Venezuela	4,8%	2,4%	3,6%	1,9%	116,70	132,07	153,10	177,49	205,76	238,53	2,9%	2,0
Chile	4,0%	7,6%	7,1%	2,1%	61,77	74,96	86,89	100,73	116,78	135,38	3,2%	2,2
Colombia	3,4%	0,3%	3,5%	2,4%	56,90	60,82	72,24	85,80	101,90	121,03	3,1%	2,1
Paraguay	7,3%	5,4%	-0,7%	0,1%	53,54	58,97	62,90	67,10	71,58	76,35	1,4%	1,4
Perú	2,4%	3,2%	5,1%	7,3%	35,42	43,20	52,56	63,95	77,80	94,66	4,7%	2,7
Ecuador	6,5%	5,3%	4,2%	8,9%	18,83	26,91	34,50	44,25	56,74	72,76	5,6%	3,9
Uruguay	0,6%	3,1%	-6,2%	16,7%	10,12	12,41	14,73	17,50	20,78	24,68	3,6%	2,4
Bolivia	6,4%	6,7%	3,9%	6,1%	6,65	10,53	14,92	16,43	18,02	23,00	5,1%	3,5
Suriname	4,2%	-2,5%	1,1%	0,0%	0,82	0,83	0,86	0,88	0,90	0,92	1,3%	1,1
Guyana	4,8%	11,9%	-1,6%	0,2%	0,82	0,83	0,86	0,88	0,90	0,92	0,5%	1,1
Tot.Suram.	4,6%	4,3%	2,9%	4,0%	988,93	1.201,01	1.455,72	1.761,60	2.133,53	2.589,42	3,9%	2,6
Excedente de generación para exportación												
Paraguay*						50,16	52,18	54,06	55,71	57,04		
Perú**						4,80	10,57	26,48	22,13	16,04		

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. (*) Excedente de generación paraguayana (Tabla C.38 – Tabla C.37), fueron distribuidos por efectos de proyección en un 85% hacia Brasil y en un 15% hacia Argentina, por lo que se disminuye en esta tabla su requerimiento de generación mínima proveniente de la Tabla C.37 en estas cantidades. (**) Indica los excedentes peruanos los cuales orientaría hacia su exportación, sin embargo estos excedentes peruanos son proyectados bajo un mínimo de crecimiento promedio anual de 1,7% en su parque de generación térmica bajo sistemas convencionales en la quema de fósiles (gas). Fuente: Tabla C.38, en la misma se indica las diversas fuentes estadísticas consultadas y la metodología de cálculo con el cual fue elaborada. Elaboración propia.

Tabla 3.14.- Proyección en la generación de energía eléctrica en Suramérica.

Ahora bien, con el fin de mostrar los requerimientos mínimos de generación eléctrica por cada país suramericano, es decir, conocer la cantidad mínima que deberán disponer para cubrir sus necesidades básicas, hacia los años 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035, se presenta la Tabla 3.15. Y aunque los datos del año 2010 indican la cantidad de energía eléctrica generada (incluido excedentes), las proyecciones son realizadas teniendo en cuenta sólo las necesidades, pero bajo tres panoramas que están en función del nivel de pérdidas de energía. Por tanto, el primer panorama proyectado (1) mantiene los estados actuales de pérdidas porcentuales que registra cada país; a su vez, el segundo (2) y tercer panorama (3) son presentados a partir de un mejoramiento en la reducción de las pérdidas mostradas en este primer escenario, en un 20% y 40% respectivamente. En todo caso, para el caso paraguayo se observa como en el 2010 produjo 53,20 mil millones de Kwh, mientras que su consumo fue de 6,87 mil millones de Kwh (Ver Tablas C.33 y C.34) y con un total de pérdidas de 5,2%, por tanto, las proyecciones paraguayas para su requerimientos mínimo a futuro son menores al ser comparados con

sus niveles actuales de generación, pues hay que tener en cuenta que posee grandes recursos hidroeléctricos.

Requerimientos mínimos de generación eléctrica bajo escenarios de pérdidas: 1.000 millones de Kw-h.									
Región	Pérdidas % de Gen.	Histór. 2010	Requerimientos de generación					Período 2010-35	
			2015	2020	2025	2030	2035	TCP	Crecim.
Brasil	(1) 17,0%	508,13	677,63	836,40	1.032,37	1.274,25	1.572,81	4,6%	3,1
	(2) 13,6%		651,04	803,58	991,86	1.224,26	1.511,11	4,5%	3,0
	(3) 10,2%		626,46	773,25	954,42	1.178,04	1.454,06	4,3%	2,9
Venezuela	(1) 28,4%	116,70	132,07	153,10	177,49	205,76	238,53	2,9%	2,0
	(2) 22,7%		122,37	141,86	164,46	190,65	221,02	2,6%	1,9
	(3) 17,0%		114,00	132,16	153,21	177,61	205,90	2,3%	1,8
Argentina	(1) 14,7%	119,23	152,01	177,94	208,29	243,81	285,40	3,6%	2,4
	(2) 11,8%		146,94	172,01	201,35	235,69	275,90	3,4%	2,3
	(3) 8,8%		142,21	166,47	194,86	228,10	267,00	3,3%	2,2
Chile	(1) 8,5%	61,77	74,96	86,89	100,73	116,78	135,38	3,2%	2,2
	(2) 6,8%		73,60	85,32	98,91	114,66	132,92	3,1%	2,2
	(3) 5,1%		72,28	83,80	97,14	112,62	130,55	3,0%	2,1
Paraguay	(1) 5,2%	53,52	8,81	10,72	13,05	15,87	19,31	*	*
	(2) 4,1%		8,72	10,61	12,90	15,70	19,10	*	*
	(3) 3,1%		8,63	10,49	12,77	15,53	18,90	*	*
Colombia	(1) 20,6%	56,90	60,82	72,24	85,80	101,90	121,03	3,1%	2,1
	(2) 16,5%		57,83	68,68	81,57	96,88	115,07	2,9%	2,0
	(3) 12,3%		55,11	65,46	77,74	92,33	109,66	2,7%	1,9
Perú	(1) 8,7%	35,42	43,20	52,56	63,95	77,80	94,66	4,0%	2,7
	(2) 7,0%		42,39	51,58	62,75	76,35	92,89	3,9%	2,6
	(3) 5,2%		41,61	50,63	61,60	74,94	91,18	3,9%	2,6
Ecuador	(1) 22,5%	18,83	26,91	34,50	44,25	56,74	72,76	5,6%	3,9
	(2) 18,0%		25,43	32,61	41,82	53,63	68,77	5,3%	3,7
	(3) 13,5%		24,11	30,91	39,64	50,84	65,19	5,1%	3,5
Uruguay	(1) 20,9%	10,12	12,41	14,73	17,50	20,78	24,68	3,6%	2,4
	(2) 16,7%		11,78	14,00	16,62	19,74	23,45	3,4%	2,3
	(3) 12,5%		11,22	13,33	15,83	18,80	22,33	3,2%	2,2
Bolivia	(1) 14,4%	6,65	8,67	11,07	14,12	18,02	23,00	5,1%	3,5
	(2) 11,5%		8,39	10,71	13,66	17,44	22,26	5,0%	3,3
	(3) 8,6%		8,12	10,37	13,23	16,89	21,55	4,8%	3,2
Suriname	(1) 8,8%	1,57	1,67	1,78	1,90	2,03	2,16	1,3%	1,4
	(2) 7,1%		1,64	1,75	1,87	1,99	2,12	1,2%	1,4
	(3) 5,3%		1,61	1,72	1,83	1,95	2,08	1,1%	1,3
Guyana	(1) 16,0%	0,82	0,83	0,86	0,88	0,90	0,92	0,5%	1,1
	(2) 12,8%		0,80	0,82	0,85	0,87	0,89	0,3%	1,1
	(3) 9,6%		0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,2%	1,0
Tot.Suram.	(1) 17,3%	989,66	1.199,98	1.452,79	1.760,32	2.134,66	2.590,66	3,9%	2,6
	(2) 13,8%		1.150,94	1.393,52	1.688,62	2.047,86	2.485,48	3,8%	2,5
	(3) 10,3%		1.106,15	1.339,37	1.623,09	1.968,49	2.389,28	3,6%	2,4

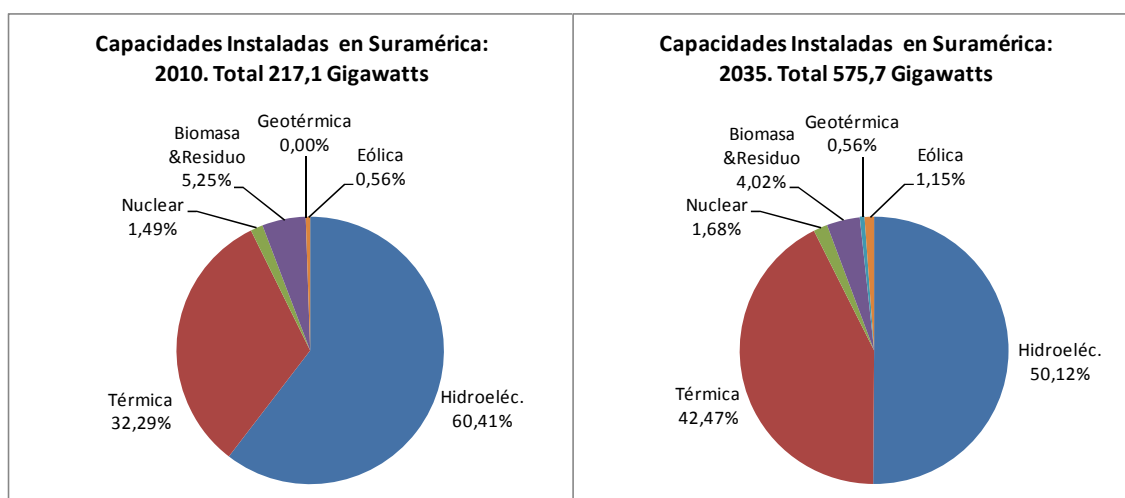
Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. (1) Escenario de pérdida (de acuerdo a % de generación) a partir de promedio de los últimos cuatro años y cuyo porcentaje se mantiene así hasta 2035. (2) Escenario con un mejoramiento del 20% en las pérdidas del primer escenario y mantenido así hasta el 2035. (3) Escenario con un mejoramiento del 40% con respecto a las pérdidas del primer escenario y mantenido así hasta el 2035. Nota 01: Las proyecciones o requerimientos mínimos en generación eléctrica se calcularon a partir del consumo proyectado y bajo nivel de autosuficiencia (Importaciones igual a cero). Generación= Consumo*(1+β), donde β es el porcentaje de Pérdidas/Generación obtenido de la tabla en los diferentes escenarios especificados. Nota 02: Para el caso de Paraguay los requerimientos mínimos de generación son excedidos con creces por su generación actual dado sus recursos hidroeléctricos y que son exportados básicamente a Brasil y Argentina. Nota 03: Para el caso de Brasil y Argentina no se ha tenido en cuenta los recursos eléctricos cedidos/importados por/desde Paraguay en sus proyectos binacionales. Fuente: Apéndice C, Tabla C.37. Elaboración propia.

Tabla 3.15.- Requerimientos de generación eléctrica: Suramérica 2010 a 2035.

Como información adicional se expresa que la Tabla C.39 (Apéndice C) muestra los niveles de generación eléctrica proyectados por tipo de fuente para cada uno de los países suramericanos. Por otro lado, la Tabla C.40 muestra los niveles de importación de energía eléctrica realizadas en los años 2009 y 2010, más, sus promedios históricos en los últimos 20 años.

ii. Capacidades instaladas para la generación eléctrica.

En cuanto al análisis que merece la infraestructura necesaria para poder generar la energía eléctrica mencionada en los párrafos anteriores, infraestructura que se denominada “capacidad instalada”, el estudio expuesto en el Apéndice C, en su sección C.8.5, nos señala datos relevantes del mismo. Según el estudio, la región suramericana contó para el 2010 con un total de 217,06 Gw y, para el 2035, según los niveles actuales de pérdidas, requeriría una capacidad de 575,7 Gw. Es decir, la región necesitará incrementar su capacidad instalada 2,65 veces o, lo que significa, mantener una TCP anual del 4%. Para esto, la Figura 3.7 nos muestra estas proyecciones por tipo de fuente para el 2010 y 2035, según las estimaciones realizadas.



Gigawatts: 1×10^9 (1.000.000.000) Watts. Fuente: Apéndice C, Figura C.25. En dicho gráfico se indica que fue construido a partir de los datos expuestos en la Tabla C.41. Elaboración propia.

Figura 3.7.- Capacidad instalada para generación eléctrica por tipo de fuente: Suramérica 2010 y 2035.

En el caso de que se quiera profundizar sobre capacidades instaladas, en cada uno de los países suramericanos y sobre el tipo de fuente del cual provienen o provendrían, se recomienda visitar la Tabla C.41 (Apéndice C) y D.39 (Apéndice D).

3.4. Perfil energético de los países suramericanos.

Un suministro energético estable y seguro es necesario para mantener tanto el nivel de crecimiento como la competitividad de cualquier país o región, es por ello fundamental que en regiones como Suramérica, rica en recursos energéticos, pero sin una distribución uniforme de los mismos, se conozca el rol que puede tener cada uno de sus integrantes. En todo caso, se torna necesario exponer el perfil energético de los varios miembros de UNASUR que a su vez componen el subcontinente, para así visualizar las diversas necesidades energéticas y las potencialidades de cada uno, lo que ayudará a observar las oportunidades existentes.

3.4.1. Argentina.

Es el segundo mayor consumidor de energías primarias dentro de la región suramericana, para el 2010 consumió el 14,62% del total regional, a su vez, para el 2035 consumirá un poco más del 13%, por lo que sus requerimientos energéticos se mantendrán altos. En cuanto a sus reservas energéticas, sus reservas probadas de petróleo crudo para inicios de 2011 fueron de 2.504,68 millones de barriles (398,21 millones de m³), en consecuencia, posee la cuarta mayor reserva de petróleo convencional en Suramérica. A pesar de ello, si mantuviese los niveles actuales de explotación (799,7 mil barriles diarios - 127,15 mil m³/día) estas reservas probadas tardarían tan solo 11 años en agotarse¹¹⁹. Dentro de este escenario citado, Argentina se encuentra ahora mismo presionada a intensificar la búsqueda de yacimientos de petróleo, aunque sus últimos intentos en la exploración offshore¹²⁰ (mar adentro) no le han dado buenos resultados, pero sí onshore. De esto último, ha encontrado reservas importantes no convencionales, por lo que un objetivo ahora mismo será la atracción de capital extranjero para su explotación; y de esta manera, asegurar su abastecimiento futuro y retomar sus niveles de exportación¹²¹.

¹¹⁹ En mayo del 2011 se realizó el mayor descubrimiento en los últimos 20 años de petróleo equivalentes a 150 millones de barriles (23,8 millones metros cúbicos) de petróleo no-convencional (shale oil) en la provincia de Neuquén (El Mundo, 2011, 11 de mayo).

¹²⁰ El término “Offshore” es una palabra anglosajona que significa alejado de la costa o mar adentro; este término se aplica usualmente a las actividades que se realizan en alta mar, sea la explotación de plataformas petrolíferas o para la obtención de energía eólica. Por otro lado, el término “Onshore” es un antónimo del primero, se utiliza para describir las actividades llevadas a cabo dentro del propio país donde uno reside.

¹²¹ Para 2010, las exportaciones netas argentinas fueron de 53 mil barriles diarios (8,43 mil m³/día). Dato obtenido de Instituto Argentino del Petróleo y del Gas – IAPG (en línea, ref.: de 11 de junio del 2011), y se indica que esta fuente se encuentra en unidades de metros cúbicos totales por año.

De acuerdo a datos del 2010, este país generó un volumen de combustibles líquidos petróleo¹²² igual a 799,73 mil barriles diarios (127,15 mil m³/día) y consumió un total de 620,46 mil barriles diarios (98,65 mil m³/día). Mientras tanto, a partir de las proyecciones realizadas hacia el 2035, y según su tendencia de crecimiento, Argentina posiblemente alcanzará un consumo de 1.782 mil barriles diarios (283,3 mil m³/día) de líquidos petróleo, con una variación de más/menos 12% (Ver Apéndice C. Tabla C.13). En la actualidad, tiene una capacidad de refinamiento total de 862 mil barriles diarios (137 mil m³/día), y según el incremento en su consumo de energías líquidas estas capacidades de refinamiento deberán también ser incrementadas en alrededor del doble.

En cuanto a gas natural seco, posee la tercera reserva más grande en Suramérica después de Venezuela y Brasil, y para principios de 2011 contó con un volumen de alrededor de 13,4 billones de pies cúbicos (378,9 mil millones de metros cúbicos). De acuerdo a datos del 2010, fue el mayor productor de gas en la región con 1,42 billones de pies cúbicos (40,10 mil millones de metros cúbicos), sin embargo, consumió 1,53 billones de pies cúbicos (43,46 mil millones de metros cúbicos), lo que lo convierte en un importador neto del producto. Por su parte, si mantuviese los ritmos de producción actuales, estas reservas podrían durar alrededor de 9 años más. Según las proyecciones realizadas, y a partir del ritmo de crecimiento en el consumo de estas energías mantenidas, para el 2035 este país podría encontrarse con un consumo de 2,07 billones de pies cúbicos (58,4 mil millones de metros cúbicos) con una variación de más/menos 15% (Ver Apéndice C. Tabla C.17). Aunque como se expresó en la sección 3.3.2, en Argentina se descubrió, en diciembre de 2010, una importante reserva de gas no convencional (shale gas - arcillas gasíferas), el cual se estima en 774 billones de pies cúbicos (22 billones de metros cúbicos). Esto último convierte a las reservas argentinas en la tercera mayor reserva mundial detrás de China y EEUU (US-EIA, en línea-a), por tanto, se prevé que este país se convertirá dentro de un mediano plazo en un foco energético importante a nivel regional.

¹²² Líquidos petróleo involucra: la producción de petróleo, GNLP (vendidos directamente de las plantas de procesamiento de gas para uso de combustible o químico), ganancias a partir de los procesos de refinamiento, asfaltos, coque, nafta, lubricantes, parafinas, aceites sin elaborar, otros hidrocarburos líquidos. A su vez, los líquidos petróleo junto a los biocombustibles (etanol, y biodiesel), conforman el total de las energías líquidas.

Acerca de sus reservas de carbón mineral, éstas son relativamente pequeñas si se las compara con Colombia y Brasil y, de acuerdo a datos del 2010, estas reservas se encontraron en alrededor de 500 millones de toneladas métricas. Por otra parte, el consumo de este mineral fue de 1,31 millones de toneladas en el año 2010, mientras que su producción alcanzó los 0,163 millones de toneladas métricas, lo que la convierte en importadora neta de este producto. De acuerdo a las proyecciones realizadas, hacia el 2035, y dado los requerimientos energéticos de este país, los niveles de consumo de carbón podrían llegar a los 2,74 millones de toneladas métricas, con una variación de más/menos 11,8% (Ver Apéndice C. Tabla C.22)¹²³.

En materia de energía eléctrica, este país tuvo una potencia total instalada¹²⁴ de 32,41 Gw en 2010. En todo caso, para este mismo año consumió un total de 110,8 mil millones de Kwh, sin embargo, produjo 119,2 mil millones de Kwh. A pesar de ello, registró un déficit que lo obligó a realizar importaciones, ya que las pérdidas de energía por distribución eléctrica se encontraron en torno al 13% del total generado¹²⁵. Según las proyecciones realizadas, y dada las condiciones de crecimiento, las cantidades de energía eléctrica a requerir por este país se encontrarían en torno a los 285,4 mil millones de Kwh en 2035, con una variación de más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.37). Es decir, bajo estos requerimientos, Argentina deberá contar con una capacidad instalada de 73,6 Gw (factor de Plt. 42%. Ver Tabla C.41), a pesar de ello, estos requerimientos podrán mejorar hacia su reducción, siempre que se cuente con un mayor nivel de interconexión eléctrica y una mejor eficiencia, para así permitirse una mejor interacción con la región a menores costos. Esto último sucedería a través del reemplazo de la generación propia por un tipo de abastecimiento proveniente de fuentes interregionales más eficientes, menos cara o menos contaminante, de hecho, la

¹²³ Con respecto al consumo de carbón mineral, Argentina estaría dispuesta a aumentar su dependencia del carbón, material altamente contaminante (Valente, 2010), por lo que se prevé un aumento en su consumo en los próximos años. Aunque debe señalarse que en la actualidad existen nuevas tecnologías para poder hacer un uso intensivo del carbón para minimizar las emisiones de CO₂, de ello, es importante que exista una normativa regional que regule los tipos de procesos aplicados en el uso de estos materiales combustibles.

¹²⁴ Para conocer la distribución de la capacidad instalada argentina según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

¹²⁵ Del total de energía eléctrica generada por Argentina, se indica que este provino en: 28,6% de las plantas hidráulicas; 64,2% de los sistemas térmicos; 5,6% de las instalaciones nucleares; 1,5% de las plantas por generación a través de “biomasa & residuos” y un 0,03% de los sistemas eólicos.

disminución de la “capacidad ociosa” ¹²⁶ en los países exportadores, reflejada directamente a través del factor de planta, también mejorarán.

3.4.2. Bolivia.

Este país, de acuerdo a su consumo de energías primarias, ocupó el octavo puesto dentro de los doce países suramericanos en 2010, puesto que consumió el 1,1% del total regional, mientras que para el año 2035 representará el 1,46%. Sobre las reservas probadas de petróleo que posee, se indica, son relativamente limitadas y se correspondieron con un volumen de 465 millones de barriles (73,93 millones de m³) a principios de 2011; pero a partir de sus niveles actuales de explotación actual (42,9 mil barriles diarios - 6,8 mil metros cúbicos diarios), estas reservas durarían unos 30 años más. Por otro lado, cuenta con una capacidad de refinamiento de 53,3 mil barriles diarios (8,5 mil barriles diarios), mientras tanto, para el 2010 no registró exportaciones ni importaciones de petróleo crudo, pero sí registró importaciones de refinados de petróleo. A su vez, en este mismo año citado (2010) tuvo un consumo de líquidos petróleos de 62 mil barriles diarios (9,54 mil m³/día), mientras que, según las proyecciones realizadas en el Apéndice C, hacia el año 2035, este consumo prácticamente se doblará. De acuerdo a la Figura D.1 (Apéndice D), los mayores déficits se generarán a partir del año 2025.

En cuanto a gas natural seco se ubica en la quinta posición a nivel regional, de acuerdo al nivel de reservas de gas ¹²⁷ que posee, pues cuenta con un volumen de 9,9 billones ¹²⁸ de pies cúbicos (281 mil millones de metros cúbicos), según datos de 2010 (BP, 2011, p.20); sin embargo, si mantuviese su producción bruta actual (0,520 billones

¹²⁶ La capacidad ociosa es aquella capacidad instalada de producción que no se utiliza o que se subutiliza, pues lo ideal es que estas instalaciones sean aprovechadas un 100%, algo que no siempre sucede en el sector eléctrico de los países como sistemas aislados. Puesto que existen varias plantas que generados que sólo funcionan en las horas punta.

¹²⁷ La información estadística brindada por la UE-IEA (en línea), expresa a través de sus datos a fecha de 12 de junio de 2011, que Bolivia cuenta con unas reservas al 2011 de $26,5 \times 10^{12}$ pies cúbicos, sin embargo a fecha (octubre de 2011) cuenta con 1/3 del valor señalado puesto que los estudios brindados por Ryder Scott y por Repsol así lo confirmaron (Hidrocarburos Bolivia, 2011, 30 de mayo y El Día, 2011). La cuantificación y certificación de las reservas bolivianas, efectuada por la empresa Ryder Scott, al 31 de diciembre de 2009, precisa la existencia de 9,94 TCF de reservas probadas de gas natural; 3,71 TCF de probables y 6,25 TCF de posibles, haciendo un total de 19,9 TCF, entre probadas, probables y posibles (citado en El Diario, 2011, 9 de abril).

¹²⁸ Ver nota 112.

de pies cúbicos - 14,73 mil millones de metros cúbicos)¹²⁹, le restarían unos 19 años más de existencias. Pese a su nivel de explotación, Bolivia consumió alrededor de 1/5 de su producción (0,106 mil millones de pies cúbicos - 3,01 mil millones de metros cúbicos)¹³⁰ en el 2010, por lo que se convierte en un exportador neto del producto, de hecho, es el mayor exportador en la región suramericana.

Ahora bien, según las proyecciones realizadas se prevé que Bolivia para el 2030 alcanzará un nivel de producción de un 65% adicional con respecto al 2010, pero hacia el 2035 su volumen de producción sería nulo, eso sí, en el caso de no hallar reservas adicionales. En todo caso, se cree que los volúmenes de gas no convencional con los que dispone podrían incrementar sus reservas en un 30% adicional; pero a pesar de esto, el consumo hacia el 2035 podría incrementarse en más de 3 veces (380,9 mil millones de pies cúbicos - 10,79 mil millones de metros cúbicos) (Ver Apéndice C. Tabla C.17). Como resultado, se menciona la incertidumbre planteada para Bolivia entre los años 2030 y 2035, puesto que queda condicionado a nuevos hallazgos del producto, cabe mencionar que en la actualidad el gobierno intenta crear incentivos a las inversiones para estas búsquedas. De todo esto, Bolivia hacia el año 2030 dejará de ser una fuente importante de abastecimiento de gas para Argentina y Brasil (Hidrocarburos Bolivia, 2011, 12 de julio).

Con respecto a carbón mineral, este país cuenta con reservas muy modestas que, de acuerdo a datos del 2010, posee 1,0 millón de toneladas métricas, pese a ello, no es consumidor ni productor de este mineral. Y en materia de energía eléctrica, la potencia total instalada de Bolivia¹³¹ fue de 1,57 Gw en el 2010, a su vez, consumió un total de 5,82 mil millones de Kwh, produjo alrededor de 6,65 mil millones de Kwh, y tuvo unas

¹²⁹ Este dato de producción bruta fue hallado en la web de Hidrocarburos Bolivia (2011, 15 de febrero), dato presentado en metros cúbicos diarios (41,71 MMm³/día) y convertidos en términos anuales para homogeneidad de datos en la presentación. La conversión de metros cúbicos a pies cúbicos fue realizado a través del factor equivalente de 1 m³ = 35,3147 pies cúbicos de acuerdo a lo expresado en Apéndice A.

¹³⁰ Este dato de producción bruta fue hallado en Noticias de Bolivia (2011, 15 de febrero), dato presentado en metros cúbicos diarios (7,64 MMm³/día) y convertidos en términos anuales para homogeneidad de datos en la presentación. La conversión de metros cúbicos a pies cúbicos fue realizado a través del factor equivalente de 1 m³ = 35,3147 pies cúbicos de acuerdo a lo expresado en Apéndice A.

¹³¹ Para conocer la distribución de la capacidad instalada boliviana según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

pérdidas por distribución en torno al 14,3% del total producido¹³². A partir de estas cifras se menciona que fue un país autosuficiente, por lo que no se realizaron importaciones.

Según las proyecciones realizadas hacia el año 2035, y expuestas en el Apéndice C, Bolivia tendrá un requerimiento de energía eléctrica de 23 mil millones de Kwh, con una variación de más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.37), por lo que deberá contar con una capacidad instalada futura de 5,45 Gw (Ver Tabla C.41, Apéndice C); es decir, su capacidad tendrá que crecer en 3,5 veces con respecto al 2010¹³³. En la actualidad este país cuenta con reservas de gas que le permitiría sustentar su generación eléctrica para los próximos años; aunque, paralelamente, este país cuenta con una de las capacidades hidroeléctricas menos explotadas en la región suramericana¹³⁴ (Ver Tabla C.32.2, en Apéndice C).

3.4.3. Brasil.

Se conoce de antemano que es el mayor consumidor regional de energías primarias, ya para el 2010 representó el 50,8% del total suramericano y, para el 2035, su consumo se vería multiplicado 2,4 veces, y representará a futuro el 52,5% del total regional. En cuanto a sus bases energéticas con la que sustentará su consumo, cuenta con las segundas mayores “reservas probadas” de petróleo crudo (1/16avo de las reservas venezolanas), cuyo volumen a principios de 2011 alcanzó los 12,86 mil millones de barriles (2,04 mil millones de m³). A pesar de ello, si mantuviese los mismos niveles de explotación actuales (2,05 millones de barriles diarios - 326,7 mil m³/día), dichas reservas durarían alrededor de 17 años más. Aunque se conoce que este dato deberá ser nuevamente calculado una vez que se cuantifiquen las reservas de petróleo no convencional halladas en sus yacimientos de PRESAL.

¹³² Del total eléctrico generado por Bolivia, se indica que su producción provino en: 28,6% de plantas hidráulicas; 64,2% de sistemas térmicos; 5,6% de instalaciones nucleares; 1,5% de plantas por generación a través de “biomasa & residuos” y un 0,03% de sistemas eólicos.

¹³³ Debe indicarse que, en Bolivia, la cobertura de electricidad en áreas rurales sigue siendo a la fecha una de las más bajas en Latinoamérica, así que mejorar este aspecto se convierte en un verdadero desafío, para lo cual deberá comprometerse tanto el sector público como privado.

¹³⁴ Debe tenerse en cuenta que los proyectos hidroeléctricos requieren normalmente una cuantiosa inversión (1Mw, entre 1,5 a 2 millones de USD) y un plazo de no menos de 10 años entre estudios y construcción, por lo que la planificación a mediano plazo es inminentemente necesaria. No obstante, los proyectos hidroeléctricos bolivianos podrían estar también estrechamente articulados a las necesidades brasileñas (Plataforma Energía, 2011).

En el mismo año 2010, Brasil fue el segundo mayor exportador de crudo a nivel suramericano (292,7 mil barriles diarios - 46,54 mil m³/día), y posee la mayor capacidad de refinamiento a nivel regional, pues alberga alrededor del 40% de las capacidades regionales (2,5 millones de barriles diarios - 389,2 mil m³/día). En consecuencia, estas capacidades de refinamiento deberán también duplicarse hacia el 2035, aunque su tecnología estará más en concordancia con los hidrocarburos no convencionales (pesados y sulfurados). En todo caso, este país a partir de sus grandes reservas de petróleo no-convencional buscará en los próximos años ampliar su capacidad de refinación para garantizar su autosuficiencia en el mercado interno y el liderazgo en la distribución de los mismos a nivel inter y extraregional (Grandes Construccoes, 2010). Según datos del 2010, Brasil produjo alrededor de 3.269 mil barriles diarios (519,73 mil m³/día) de energías líquidas¹³⁵, de los cuales el 14,7% fue etanol y el 1,3% biodiesel (Ver Tabla C.4). A su vez, la producción de energías líquidas crecerá 2,2 veces (más/menos 12%) en 2035, de los cuales, los biocombustibles representarían alrededor del 20%. Por otro lado, el consumo de sus energías líquidas cubrió el 95% del total producido dentro de este país y, para el 2035, cubriría el 80%; de ello, Brasil se apunta a reforzar su condición exportadora de estas fuentes energéticas.

Ya en lo concerniente a gas natural (convencional), posee las terceras mayores reservas en el continente suramericano (14,7 billones de pies cúbicos - 416,7 mil millones de metros cúbicos), aunque al mantener los niveles de explotación actual (438,3 mil millones de pies cúbicos - 12,4 mil millones de metros cúbicos), dichas reservas probadas durarían alrededor de 33 años más. A pesar de esto, para el 2010, su consumo (887,5 mil millones de pies cúbicos - 25,13 mil millones de metros cúbicos) duplicó sus niveles de producción, lo que convierte a este país en importador neto del producto. Según las proyecciones realizadas dentro de esta Tesis, hacia el 2035, Brasil podría incrementar su consumo de gas natural seco en un 35% con respecto a 2010¹³⁶ (2,37 billones de pies cúbicos - 67 mil millones de metros cúbicos, más/menos 15%) (Ver Tabla C.17).

¹³⁵ Las energías líquidas las componen los biocombustibles y los líquidos petróleo (ver *nota 110 y 111*).

¹³⁶ Dentro de los planes de Brasil se encuentra, para los próximos años, buscar la diversificación de las fuentes de suministro (FM Bolivia, 2011, 03 de marzo), e intensificar el aprovechamiento del gas asociado o producido en la extracción del petróleo, sobre todo de las recién descubiertas camadas de Pre Sal, reservas recuperables que serían estimadas en unos 5 años adicionales en cuanto el precio de este tipo de fósiles juzgue positiva la rentabilidad de su extracción.

En cuanto a carbón mineral, a partir de los datos observados en el 2010 (BP, 2011), Brasil posee las segundas reservas más grandes dentro de la región suramericana (4.559,0 millones de toneladas métricas), después de Colombia. Para este mismo año, tuvo una producción de 6,57 millones de toneladas, sin embargo, su consumo (24,39 millones de toneladas) excedió en 3,7 veces su nivel de producción, por lo que se convierte en un importador neto de este producto, de hecho, es el mayor importador de este producto a nivel regional. De acuerdo a las proyecciones realizadas, y dados los requerimientos energéticos que tendría, el consumo brasileño de este mineral podría incrementarse en el año 2035 en casi cuatro veces¹³⁷ (95,24 millones de toneladas métricas, más/menos 11,8%, ver Tabla C.22). Como información adicional, se expone que a los ritmos de producción de carbón mantenidas por Brasil, en el 2010, sus reservas durarían alrededor de 678 años más¹³⁸.

En el campo de generación de energía eléctrica, tuvo una capacidad instalada de 104,4 Gw¹³⁹ en el 2010. En este mismo año produjo¹⁴⁰ 508,1 mil millones de Kwh, consumió alrededor de 456 mil millones de Kwh; y, a pesar de esto, importó un total de 34,37 mil millones de Kwh, puesto que sus pérdidas se encontraron en el orden del 17% del total generado. En torno a las proyecciones realizadas (Apéndice C), se prevé que para el 2035 Brasil requerirá de un total de 1.573 mil millones de Kwh con una variación de más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.37), incluida un total de pérdidas en torno al 17%. Por tanto, para poder abastecer su mercado futuro requerirá de una capacidad instalada de alrededor de 335 Gw¹⁴¹.

¹³⁷ Brasil, más allá de las metas nacionales para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, podrá permitirse el incremento en la generación de energía eléctrica a través del uso del carbón a partir de la implementación de las nuevas tecnologías para la desulfuración dentro del proceso de generación. Actualmente, dichos procesos son promovidos en su interior y serían implementados en sus instalaciones, y que a la postre serían consideradas como generación limpia (Spanish News China, 2011).

¹³⁸ En términos globales, Brasil posee el 0,5% del total de las reservas mundiales de carbón mineral, así que no dudaría en hacer un uso intensivo del mineral en caso sus exigencias energéticas así lo requieran, en consecuencia, es importante que implemente tecnologías para la desulfuración del carbón dentro de sus procesos de generación y producción.

¹³⁹ Para conocer la distribución de la capacidad instalada brasileña según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

¹⁴⁰ Del total generado por Brasil, esta energía eléctrica provino en: 78,9% de las plantas hidroeléctricas; 12,6% de centrales térmicas; 2,9% de las nucleares; 5,3% de los sistemas de biomasa & residuos y un 0,4% de generación eólica.

¹⁴¹ Cabe señalar que en los próximos años la inversión que realizará Brasil en el incremento de su infraestructura para la generación eléctrica será cuantiosa, sobre todo porque hacia el 2019 se proyecta la conexión de todas las ciudades estatales del país a la red nacional; esto según sus lineamientos

3.4.4. Chile.

Es el quinto mayor consumidor de energías primarias dentro de la región suramericana, puesto que consumió el 5,3% del total regional en 2010, mientras que para el año 2035 este porcentaje caerá a 4,7%, principalmente, luego del auge en el consumo energético que tendrán países como Perú, Ecuador, Bolivia, Uruguay y Paraguay. Acerca de las reservas probadas que posee, se puede decir que son modestas (0,06% del total regional, ó, 150 millones de barriles – 23,85 millones de metro cúbicos), de ello, su explotación es la más baja de la región (2,4 mil barriles diarios - 0,4 mil m³/día). Por otra parte, posee una capacidad de refinamiento (317,7 mil barriles diarios - 50,5 mil m³/día) relativamente superior a países petroleros como Ecuador, Perú y Bolivia, mientras tanto, mantiene alrededor del 5% del total de la capacidad regional. A pesar de esto último la producción de energías líquidas fue baja (10,64 mil barriles diarios - 1,69 mil m³/día), mientras que su consumo fue de casi 30 veces superior (302,71 mil barriles diarios - 48,13 mil m³/día). En consecuencia, se convierte en un importador neto, de hecho, es el tercer mayor importador de refinados de petróleo a nivel regional (128,2 mil barriles diarios – 20,38 mil m³/día), casi 1/6 de lo importado por Brasil. Ahora bien, de acuerdo a las proyecciones realizadas, hacia el 2035, el consumo chileno de energías líquidas se incrementaría en alrededor de 1,8 veces (537,33 mil barriles diarios - 85,43 mil m³/día), con un autoabastecimiento en menos del 1%.

Con respecto a gas natural, de igual manera posee unas reservas limitadas, en torno al 1,4% del total regional. De acuerdo a datos de 2010 consumió 166,3 mil millones de pies cúbicos (4,71 mil millones metros cúbicos), de los cuales alrededor del 74% fue importado. Según las proyecciones realizadas en esta Tesis, el consumo chileno de gas natural se incrementará hacia el 2035 en un 28% (más/menos 15%) (Ver Apéndice C. Tabla C.17), aunque mantendrá su autoabastecimiento entre un 20% y 30%. Acerca de las reservas de carbón mineral recuperables, éstas también son modestas (154 millones de toneladas métricas) y representaron para el año 2010 un 1,2% del total regional o la cincuentava parte de las reservas colombianas. Para este mismo año el consumo de este mineral fue de 6,76 millones de toneladas métricas, de los cuales el 91% de este total fue importado. A pesar de ello, Chile tiene previsto

energéticos establecido como prioritarios. En consecuencia, se prevé la construcción de centrales hidroeléctricas en la Amazonía y la diversificación de su matriz energética (Carvalho, 2010).

incrementar sus niveles de explotación de carbón frente a los requerimientos energéticos por los cuales atraviesa (Electricidad Interamericana, 2011c). De acuerdo a las proyecciones realizadas en esta Tesis se prevé que, hacia el 2035, Chile incrementará su consumo de carbón en un 56%, en el que su autoabastecimiento se mantendría en torno al 10%

En el campo de la energía eléctrica, la potencia instalada fue de 14,9 Gw ¹⁴² en 2010. Además, dentro de este mismo año consumió un total de 59,2 mil millones de Kwh, generó 61,8 mil millones de Kwh e importó 2,63 mil millones de Kwh, puesto que sus pérdidas por distribución se encontraron en un 8,4% del total generado (5,21 mil millones de Kwh). Y, según las proyecciones realizadas, Chile requeriría de 135,4 mil millones de Kwh en el 2035, con una variación de más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.37), por tanto, requerirá duplicar su potencia instalada hacia este año definido ¹⁴³ (29,6 Gw, incluido pérdidas del 8,5%. Ver Tabla C.37 y C.41).

3.4.5. Colombia.

Dentro del total suramericano, este país consumió el 6,46% del total regional de energías primarias en 2010, es decir, 1/8 del consumo brasileño, lo que lo convierte en el cuarto mayor consumidor de energías primarias, a su vez, para el 2035 se prevé que su consumo representará el 5,8% del total regional. Sobre las bases energéticas que sustentan su consumo, se indica que las reservas probadas de petróleo crudo en Colombia, según datos de 2012, son algo limitadas (1.988 millones de barriles – 316,07 millones de metros cúbicos), de hecho, alberga el 0,8% del total regional (US-EIA, en línea, ref. de 21 de septiembre de 2012). A raíz de esto, si mantuviese los mismos

¹⁴² Para conocer la distribución de la capacidad instalada chilena según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

¹⁴³ Chile cuenta con diferentes alternativas para una mayor diversificación en la generación de energía eléctrica, las mismas que deberán ser evaluadas. Por un lado, cuenta con una capacidad potencial de hasta 10 Gw a través de proyectos mini-hidros (mini centrales hidroeléctricas), proyectos que la actualidad le aportan alrededor de 400 Mw (Electricidad Interamericana, 2011a). Otra alternativa que evalúa, es la generación a través de energía nuclear, y en el cual menosprecia la condición sísmica que posee su territorio, puesto que en el último gran sismo sucedido en febrero de 2010, el reactor nuclear de investigación soportó sin problemas los movimientos telúricos; de ello, los diferentes medios resaltaron la calidad de la ingeniería sísmica que posee este país (Electricidad Interamericana, 2011b). A su vez, Chile ha firmado acuerdos de cooperación en esta área nuclear con los gobiernos de Francia y EE.UU (Castillo, 2011). En términos generales, este país en la actualidad se posiciona como un país con una economía estable y un crecimiento gradual, lo que conlleva a un mayor consumo energético y a presentar una tendencia creciente para la próxima década, sin embargo, su matriz energética es débil por la carencia de fuentes energéticas, es por ello imprescindible para este país buscar su aseguramiento energético futuro.

niveles de explotación de 2010 (785,5 mil barriles diarios - 124,9 mil metros cúbicos diarios), estas reservas durarían unos 7 años más en promedio. En esta misma línea, Colombia se encuentra intensificando la fase exploratoria en todo el país, principalmente, con el fin de realizar hallazgos importantes que le permita mantener la escalada productiva de petróleo crudo que ha desarrollado en los últimos años¹⁴⁴. Por otro lado, la capacidad de refinamiento colombiano representó alrededor del 7% del total regional (428 mil barriles diarios - 68 mil m³/día) en 2010. A su vez, consumió un total de energías líquidas de 313 mil barriles diarios (49,77 mil m³/día), mas, su producción la superó en 2,6 veces, por lo que se presentó como exportador neto de este tipo de fuente; mientras tanto, del total de energías líquidas producidas, alrededor del 2,0% se correspondió con biocombustibles (Ver Tabla C.4, Apéndice C). Según las proyecciones realizadas hacia el 2035, Colombia incrementará su consumo 2 veces (648 mil barriles diarios - 103 mil m³/día), con una variación de más/menos 12% (Ver Apéndice C. Tabla C.13). No obstante, su producción a partir de sus reservas probadas actuales de petróleo crudo, caería rápidamente a partir de 2015, y ya en el año 2020 su producción y consumo se igualarían, mientras que, para el 2025 su producción será incierta, pues sus reservas probadas se agotarían.

Acerca de las reservas de gas natural que posee, son relativamente modestas (4,4 billones de pies cúbicos - 124,1 mil millones de metros cúbicos), según los datos de 2011 representaron el 1,7% del total regional, dos centésimas de las reservas venezolanas y tres décimas de las brasileñas. A su vez, si mantuviese los ritmos de producción de 2010 (320,75 mil millones de pies cúbicos – 9,08 mil millones de metros cúbicos), estas reservas durarían unos 11 años más. Cabe indicar que del total producido, aproximadamente el 80% lo orientó a consumo interno y el 20% a exportación (US-EIA, en línea, ref. de 25 de septiembre de 2012). De acuerdo a las proyecciones realizadas en esta Tesis, este país incrementaría su consumo en 1,6 veces¹⁴⁵ (526,2 mil millones de pies cúbicos - 14,9 mil millones metros cúbicos) en el 2035, con una variación de más/menos 15% (Tabla C.17, Apéndice C).

¹⁴⁴ Colombia en 1995 exploraba unos 10 pozos al año, en 2009 fueron de 75 y en 2010 se llegó a 110. Para 2011 el Gobierno apuntó que entre 2011 y 2015 se exploren 574 pozos, lo que significa más de 120 por año. (Oil Production, 2011, 16 de enero).

¹⁴⁵ A Colombia, dada la tendencia en el incremento del consumo interno de gas, y a partir de sus reservas limitadas de este hidrocarburo, se le presentan grandes retos a futuro. Por su parte, el déficit avizorado intentará suplir, por un lado, a partir de la importación prevista dentro del contrato con Venezuela a través de PDVSA; y, por otro, a través de su meta para abrir contratos para la explotación de gas no-

Sobre carbón mineral, posee las mayores reservas en Suramérica y registró el 53,9% del total regional (6.746,0 millones de toneladas métricas) en 2010. Para este mismo año, su producción fue de 75 millones de toneladas métricas, mientras que su consumo representó tan sólo el 7,3% (5,51 millones de toneladas métricas). Por tanto, se convierte en el mayor exportador de la región en este producto y, de hecho, realizó el 90% del total exportado por la región (sección C.5.4, Apéndice C). Cabe señalar que al mantener los mismos niveles de producción actuales, estas reservas se agotarían dentro de unos 90 años más¹⁴⁶. Ahora bien, según las proyecciones realizadas en esta Tesis, tanto la producción y el consumo de carbón mineral, hacia el 2035, podrían duplicarse según las exigencias energéticas que afronte. A su vez, Colombia se mantendrá como el tercer mayor consumidor de este producto con un 8,4% del total regional consumido, eso sí, después de Brasil (78,2%) y Chile (8,7%). Es importante mencionar que a nivel mundial este país posee la décima mayor reserva de carbón, el cual alberga el 0,8% del total global, después de EE.UU, Rusia, China, Australia, India, Alemania, Ucrania, Kazakstán y Sudáfrica (BP, 2011).

En materia de energía eléctrica, para el 2010, tenía una potencia instalada¹⁴⁷ de 13,93 Gw, paralelamente, generó¹⁴⁸ 56,9 mil millones de Kwh, consumió 40,7 mil millones de Kwh y exportó 4,62 mil millones de Kwh, mientras que sus pérdidas por distribución fueron del 20,4% del total generado (11,6 mil millones de Kwh), es decir, un poco más que el consumo eléctrico total de Uruguay. A partir de las proyecciones realizadas y expuestas en mayor detalle dentro del Apéndice C, sección C.8, se prevé que Colombia tendrá unos requerimientos eléctricos mínimos de 121 mil millones de Kwh (incluido un 20% de pérdidas) en 2035, para esto deberá contar con un mínimo de 26,5 Gw (con variación de más/menos 8%, Tabla C.41). En todo caso, en la actualidad

convencional, contratos que espera dejar ya firmados para que entren en funcionamiento dentro del período 2010-2014 (El Mundo, 2011, 12 de julio).

¹⁴⁶ A partir de las grandes cantidades de carbón que posee Colombia, es importante prever que no descartará el uso intensivo de este producto frente al nivel de exigencias energéticas a las que se enfrente, de hecho, los proyectos para la generación de energía eléctrica actualmente vigentes dan prueba de ello (CIDET, 2011, 16 de junio).

¹⁴⁷ Para conocer la distribución de la capacidad instalada colombiana según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

¹⁴⁸ Del total eléctrico generado por Colombia, esta provino en: 70,01% de generación hidroeléctrica; el 28,82% de generación térmica; el 1,03% de generación por “biomasa & residuos” y un 0,14% a través de generación eólica.

este país exporta energía eléctrica a Ecuador y Venezuela (Reuters, 2011, 03 de abril y El Espectador, 2011, 14 de julio).

3.4.6. Ecuador.

En el año 2010, de acuerdo a su consumo de energías primarias, ocupó el séptimo puesto dentro de los doce países suramericanos, pues consumió el 2,3% del total regional, mientras que para el año 2035 pasaría a representar casi el 3%. Ahora bien, en cuanto a las reservas probadas de petróleo (6.500,0 millones de barriles - 1.033,4 millones de metros cúbicos, año 2011), posee las terceras mayores reservas suramericanas con el 2,6% del total regional, es decir, tres centésimas de las reservas venezolanas o, lo que lo mismo, la mitad de las reservas brasileñas. En todo caso, su producción de crudo para el año citado fue de 486,1 mil barriles diarios (77,3 mil metros cúbicos diarios), de los que exportó el 70% (340 mil barriles diarios - 54,06 mil metros cúbicos diarios) (El Universo, 2011, 12 de marzo); y, bajo estos mismos niveles de producción, sus reservas probadas durarían 36 años más. Por otro lado, Ecuador consumió un total de 201 mil barriles diarios (31,96 mil m³/día) de líquidos petrolíferos¹⁴⁹, por tanto, se convierte en el cuarto mayor importador de refinados de petróleo en la región con el 5,47% del total regional (89,22 mil barriles diarios – 14,19 mil metros cúbicos diarios, Tabla C.9, Apéndice C). A su vez, tiene el 3,8% del total de la capacidad de refinamiento regional (238,3 mil barriles diarios (37,9 mil m³/día), lo que lo ubica en un séptimo puesto (Tabla D.11, Apéndice C), aunque existe un proyecto actual de construir una refinería adicional¹⁵⁰ con una capacidad de refinamiento de 300 mil barriles diarios (48 mil m³/día).

Según las estimaciones expuestas dentro de este trabajo, hacia el 2035, este país incrementará su consumo de energías líquidas 3 veces aproximadamente (620,5 mil barriles diarios - 98,65 mil m³/día, más/menos 12%) con respecto al 2010 (Ver Apéndice C. Tabla C.13), esto en función de las exigencias energéticas que tendría a raíz de su desarrollo relativo. Mientras tanto, el volumen de producción de las mismas

¹⁴⁹ Ver nota 110 de pie de página.

¹⁵⁰ La refinería que se proyecta construir en Ecuador se espera esté terminada en el 2013 a un costo de 12 mil millones de dólares, en el que Ecuador y Venezuela (socios) aportarían 3 mil millones de dólares y la diferencia partiría de un fondo de inversión (El Universal, 2011, 18 de enero). Esta obra también permitiría a Venezuela refinar su crudo en Sudamérica sin tener que enviarlo a Estados Unidos para dicho fin (PrecioPetroleo.net, 2010, 06 de enero).

se incrementaría 1,45 veces (704,57 mil barriles diarios – 485,6 mil m³/día), por lo que mantendría su capacidad exportadora durante las próximas dos décadas.

En lo que concierne a sus reservas de gas natural, estas son las más modestas en toda la región; a finales de 2010 representaron el 0,1% del total regional (282 mil millones pies cúbicos - 8 mil millones de metros cúbicos) y produjeron un total de 10,66 mil millones de pies cúbicos (0,30 mil millones de metros cúbicos). Aunque esta producción se orientó en un 100% a su consumo interno y, desde luego, no realizó importación alguna¹⁵¹. Del análisis realizado a partir de las proyecciones estimadas, podemos decir que Ecuador incrementará este consumo en un 36% en 2035 (Ver Apéndice C. Tabla C.17).

Con respecto al carbón mineral, posee una modesta cifra de reservas (24 millones de toneladas métricas, año 2010); no obstante, no es un país productor ni consumidor de este recurso. Y en lo concerniente a energía eléctrica, su capacidad instalada¹⁵² en el 2010 fue de 5,15 Gw; a su vez, el consumo se encontró en 16,26 mil millones de Kwh, su producción fue de 18,83 mil millones de Kwh y registró importaciones por 0,87 mil millones de Kwh para cubrir el déficit interno, pues mantuvo un total de pérdidas del 18,3% del total generado¹⁵³.

Ahora bien, según las proyecciones realizadas en esta Tesis, se prevé que Ecuador tendrá un requerimiento eléctrico de 72,8 mil millones de Kwh en 2035, con una variación de más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.41); en consecuencia, este país necesitará contar con una capacidad instalada de 17,2 Gw (incluido un 22,5% de pérdidas. Ver Tabla C.41, Apéndice C). Para esto último, necesitará incrementar su capacidad instalada en torno a 3,3 veces con respecto a 2010, o también, requerirá incrementar estas capacidades a una tasa promedio anual del 4,9%. Por su parte,

¹⁵¹ En Ecuador, el único gran proyecto de gas natural es el campo Amistad, el mismo que está ubicado en el Golfo de Guayaquil y que tuvo una producción para el 2010 de 10,66 millones de pies cúbicos (0,30 mil millones de metros cúbicos). Esta producción fue orientada específicamente para la generación de energía eléctrica (The Encyclopedia of Earth, 2007). A partir del 11 de junio de 2011, el Gobierno ecuatoriano asumió tanto la producción de gas de este campo, así como la generación de energía eléctrica que se desprendía del mismo (Terra, 2011, 10 de junio).

¹⁵² Para conocer la distribución de la capacidad instalada ecuatoriana según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

¹⁵³ Del total eléctrico generado por Ecuador, esta energía provino en: 45,4% a partir de generación hidroeléctrica; 53,3% de generación térmica; 1,27% de generación a partir de “biomasa & residuos” y 0,02% en generación eólica (Tabla C.39, Apéndice C), esto de acuerdo a datos de 2010.

Ecuador posee un gran potencial para la generación de hidroelectricidad, a pesar de ello, el problema de desabastecimiento en cierta época del año se da debido a los estiajes que tiene el país. En todo caso, sigue impulsando este tipo de generación limpia (Diario Hoy, 2009, 13 de septiembre y 2011, 07 de julio), aunque con poca celeridad lo que ha dado paso a un mayor desarrollo térmico en generación.

3.4.7. Perú.

Este país se convierte en el sexto mayor consumidor suramericano de energías primarias, puesto que consumió en el año 2010 el 3,6% del total regional; mientras que para el 2035 su consumo representaría el 4,6% del total regional. Con respecto a sus reservas probadas de petróleo crudo, estas son relativamente pequeñas (532,7 millones de barriles - 84,7 millones de metros cúbicos)¹⁵⁴, lo que representó el 0,23% del total regional. Para el 2010 la explotación fue también relativamente pequeña (72,7 mil barriles diarios - 11,6 mil metros cúbicos diarios), pues representó el 1,7% del total regional producido; a pesar de ello, posee una capacidad de refinamiento de 252,8 mil barriles diarios (40,2 mil m³/día). En todo caso, para el 2010 produjo un total de energías líquidas de 163,65 mil barriles diarios (26,02 mil m³/día), donde el 1,1% se correspondió con etanol y el 2,2% con biodiesel. A su vez, el total del consumo de energías líquidas para este mismo año (192,0 mil barriles diarios - 30,52 mil m³/día) excedió en torno al 17% el total de energías líquidas producidas, de este modo se convierte en un importador de este tipo de fuentes¹⁵⁵ (Ver Tablas C.12 y C.13, Apéndice C).

Ya a partir de las proyecciones realizadas y expuestas en detalle dentro del Apéndice C, conocemos que Perú hacia el 2035 incrementaría el consumo de energía líquidas 2,4 veces (460 mil barriles diarios - 73,19 mil m³/día, más/menos 12%) (Ver

¹⁵⁴ De acuerdo a las estadísticas de Petroperú (2010, p.64), Perú tiene además unas reservas probables de 941,8 millones de barriles (150 millones de metros cúbicos) y posibles de 1.828,6 millones de barriles (291 millones de metros cúbicos), el cual da un total de reservas probadas, probables y posibles de 3.352,6 millones de barriles (533 millones de metros cúbicos). A manera de observación se indica que si revisamos las estadísticas de la BP (2011), las reservas de Perú presentan un volumen de 1.200 millones de barriles (191 millones de metros cúbicos), puesto que incluye tanto a las reservas probadas (582 millones de barriles - 92,53 millones de metros cúbicos) más los líquidos que se obtienen del gas natural (587,8 millones de barriles - 93,5 millones de metros cúbicos) (Ver datos de Petroperú, 2010, p.63).

¹⁵⁵ Perú es un importador neto de "líquidos petroléos", a pesar de ello, y de acuerdo a proyecciones del gobierno, se espera en un futuro pueda revertir esta situación en cuanto se exploten los crudos pesados de la cuenca del Marañón (Alerta Económica, 2010, 06 de septiembre). En esta línea, los estudios acerca de dicho proyecto comenzaron en septiembre de 2010 (PWC, 2010, p.13). Para la definición de líquidos petroléos, ver *nota 110* de pie de página.

Apéndice C. Tabla C.13). Y, dentro del cual, aproximadamente el 2% de este consumo se corresponderá con biocombustibles, pues en la actualidad el gobierno está fijando normas y políticas para una mayor participación de estos biocombustibles (Boletín Agrario, 2011, 01 de abril). A pesar de esto, la producción de energías líquidas empezaría a decaer en el 2015 y para el 2025 su producción sería nula en base a las reservas probadas de petróleo que registra (Ver Figura D.1, Apéndice D).

En otro orden, las reservas probadas de gas natural¹⁵⁶ de Perú fueron de 12,46 billones de pies cúbicos (352,9 mil millones metros cúbicos) (Petroperú, 2010, p.66) a finales de 2010, lo que le permite ocupar el cuarto puesto a nivel suramericano, con el 5% del total regional. Aunque se señala que, en el caso de mantener los mismos niveles de explotación realizados en el 2010 (255,6 mil millones pies cúbicos - 7,24 mil millones de metros cúbicos), sus reservas probadas de gas se agotarían en unos 49 años más (Tabla D.18, Apéndice D). Sobre su consumo (191,3 mil millones de pies cúbicos - 5,42 mil millones de metros cúbicos), éste representó el 75% de su producción, de ello, se convierte en un exportador de dicho producto¹⁵⁷. Según las proyecciones realizadas en esta Tesis, hacia el año 2035, Perú incrementará su consumo en casi 3 veces lo alcanzado en 2010, con una variación de más/menos 15% (Ver Tabla C.16 y C.17, Apéndice C), aunque su producción excederá en un 25% a su consumo.

En cuanto a carbón mineral se refiere, sus recursos son limitados (44 millones de toneladas métricas, año 2010), por lo que registró una pequeña producción de 0,146 millones de toneladas, mientras que su consumo fue 11 veces superior (1,58 millones de Ton.). A partir de las exigencias energéticas, se prevé que para el 2035 su consumo se incrementará 2,5 veces, con una variación de más/menos 11,8% (Tabla C.22, Apéndice C), mientras que su autoabastecimiento cubrirá tan solo el 10% de este consumo. A su

¹⁵⁶ A finales del 2010, las reservas probables fueron de 10,62 billones de pies cúbicos (301 mil millones de metros cúbicos), las posibles se encontraron en 20,55 billones de pies cúbicos (582 mil millones de metros cúbicos) y junto a las reservas probadas (12,46 billones de pies cúbicos - 352,8 mil millones de metros cúbicos) darían un total de 43,64 billones de pies cúbicos (1.235,7 mil millones de metros cúbicos) (Petroperú, 2010, p.66).

¹⁵⁷ Perú, entre 2009 y 2010, su producción de gas creció en un 108%; esto a partir de las reservas que posee y de su política por generar los mayores réditos de sus reservas, por otro lado, todo indica que Perú intentará masificar el consumo de gas dentro del país. Aunque se señala que esta masificación en el uso de gas, dentro de Perú, deberá estar acompañada con un nivel de inversión importante para hacer llegar el producto a las diferentes ciudades. Entre estas obras proyectadas se encontraría tanto la ampliación del Sistema de Transporte de Gas del proyecto Camisea, así como la ampliación de las plantas en la selva de Cusco y la ubicada en la ciudad de Pisco (Expreso.pe, 2011, 14 de junio).

vez, en el campo para la generación de energía eléctrica, su potencia total instalada¹⁵⁸ fue de 8,34 Gw en 2010, mientras que, su generación¹⁵⁹ fue de 35,42 mil millones de Kwh, su consumo de 32,41 mil millones de Kwh, sus pérdidas del 8,5% del total generado¹⁶⁰ y no se realizaron importaciones al ser autosuficiente.

Según las proyecciones realizadas en el Apéndice C, éstas nos indican que los requerimientos eléctricos peruanos (incluidos nivel de pérdidas) podrían alcanzar los 95 mil millones de Kwh en 2035, más/menos 8% (Tabla C.37, Apéndice C). Por consiguiente, necesitará una potencia instalada nominal de 21,05 Gw¹⁶¹ (Tabla C.41, Apéndice C), en el que se incluye un 8,7% de pérdidas, la misma que representa una de las más bajas, junto a las de Paraguay, Chile y Surinam (Tabla C.37).

3.4.8. Venezuela.

Para 2010 consumió el 14,2% del total regional de energías primarias, es decir, tres décimas del consumo brasileño, lo que lo convierte en el tercer mayor consumidor dentro del continente suramericano, a su vez, para el 2035 se prevé que su consumo representará el 13,34% del total regional. En cuanto a sus reservas probadas de petróleo, se conoce de antemano que posee las mayores reservas de la región suramericana (211,2 mil millones de barriles - 33,58 mil millones de metros cúbicos, año 2011), y estas mismas representaron el 15% de las mundiales, lo que la ubica en un segundo puesto después de Arabia Saudita¹⁶². Por otro lado, para principios de 2011, Venezuela produjo un volumen igual a 2,13 millones de barriles diarios (338,5 mil m³/día) -tan sólo un 3,6% adicional a la producción brasileña-, en todo caso, si mantuviese este mismo nivel de explotación sus reservas tardarían en agotarse unos 272 años. Mientras tanto, su

¹⁵⁸ Para conocer la distribución de la capacidad instalada peruana según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

¹⁵⁹ Para conocer detalles sobre el consumo y generación se aconseja Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, 2010, informes desde enero a diciembre.

¹⁶⁰ Del total eléctrico generado por Perú, esta provino en: 54,4% de generación hidroeléctrica; el 44,3% de generación térmica y un 1,3% en generación a través de sistemas de “biomasa & residuos”.

¹⁶¹ Todo indica que Perú, en los próximos años, tendrá un incremento en infraestructura para la generación de energía eléctrica, y se desarrollará con mayor énfasis en los sistemas térmicos a gas. Por otro lado, tiene un gran potencial eólico estimado en alrededor de 22 Gw (Mercado Energía, 2011, 04 de marzo), mercado que resulta prometedor en un futuro cercano, pues en principio podría abastecer a futuro (2035) todo su requerimiento de generación eléctrica.

¹⁶² De acuerdo a BP (2011), Arabia Saudita posee un total de reservas de 264,5 mil millones de barriles (40,05 mil millones de metros cúbicos), país que posee el 19,1% del total de las reservas mundiales. Cabe indicar, como dato complementario, que al 2011 el mundo posee un total de reservas probadas iguales a 1,38 billones de barriles (219,9 mil millones de metros cúbicos).

capacidad de refinamiento se convierte en la segunda mayor a nivel suramericano, pues alberga el 25% del total regional (1.563 mil barriles diarios - 248,6 mil m³/día) –Brasil posee el 39%-.

En este mismo orden, es importante indicar que del total de su petróleo crudo producido, alrededor del 73% fue exportado (Tabla C.7, Apéndice C), por lo que se convierte en el mayor exportador suramericano, pues albergó casi el 52% del total regional exportado. Con respecto a las energías líquidas venezolanas, cabe indicar que no produce biocombustibles, por tanto, sólo nos referiremos a líquidos petróleos¹⁶³. De esta manera, este país produjo un total de 2.375 mil barriles diarios (378 mil m³/día)¹⁶⁴, de los cuales consumió un 30% de este total¹⁶⁵ (746 mil barriles diarios - 118,6 mil m³/día). A su vez, Venezuela es el mayor exportador de refinados de petróleos y, paradójicamente, es el mayor importador dentro de la región (Ver Tabla C.9, Apéndice C), esto según datos del 2010.

De acuerdo a las proyecciones realizadas, y expuestas en el Apéndice C, Venezuela hacia el 2035 incrementaría el consumo de líquidos petróleos en 2,6 veces (1.964 mil barriles diarios - 312,3 mil m³/día), aunque su producción sólo se incrementaría en 13%. Sin embargo, pese a la reducción sistemática que ha mantenido en los últimos trece años el gobierno venezolano prevé incrementar esta producción a partir de los proyectos de explotación en la Faja del Orinoco (Precio Petróleo, 2011, 16 de junio). Y, en cuanto a biocombustibles se refiere, Venezuela se ha presentado desde hace tiempo en amplio desacuerdo a su producción, puesto que lo ve como un serio

¹⁶³ Venezuela de acuerdo a las estadísticas presentadas por la US-IEA (en línea), no registra producción de biocombustibles, por lo que se emplea el término “líquidos petróleos” y no “energías líquidas totales”. Por otro lado, se expresa que para ver definición de “líquidos petróleos” se deberá leer la nota al pie de la Figura 4.1, o las *notas 110 y 111* de pie de página.

¹⁶⁴ Como caso específico, las proyecciones para la producción de energía venezolana hacia el 2035 fueron tomadas del informe IEO-2011 (US-EIA, 2011, p.229, Tabla E.1), en respuesta a la incertidumbre que existe sobre su proyección futura; dicho informe establece que, hacia el 2035, Venezuela producirá alrededor de 2,6 millones de barriles por día. Por otro lado, según las previsiones de PDVSA, en marzo de 2010, estima que para el 2020 producirían 6,5 millones de barriles de petróleo crudo; de todo esto se tomó el valor más conservador y apegado también al comportamiento tendencial de los últimos años.

¹⁶⁵ La reducción en la producción de petróleo crudo venezolano, y por consiguiente de la producción de líquidos petróleos, ha sido sistemática desde 1997, aunque tuvieron un repunte en los años 2000 (3,16 millones de barriles diarios) y 2003 (2,581 millones de barriles diarios). Para el 2010 tuvo una reducción del -3,9% con respecto al año anterior, mientras tanto el 2011 tuvo una mejora del 4% (Fuente: estadísticas de US-EIA, en línea, ref. de 02 de septiembre de 2012).

problema que generará a futuro crisis alimentaria (Radio La Primerísima, 2008, 24 de abril).

Con respecto a sus reservas de gas natural, posee las mayores reservas suramericanas (76%) (Figura C.14, Apéndice C), y a nivel mundial ocupa el octavo puesto luego de Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistán, Arabia Saudita, EE.UU y Emiratos Árabes, luego de albergar el 2,9% del total de las reservas mundiales. A partir de los datos de 2010, conocemos que su producción alcanzó los 0,81 billones de pies cúbicos (22,9 mil millones de metros cúbicos), mientras que su consumo se encontró en 0,89 billones de pies cúbicos (25,08 mil millones de metros cúbicos). Según las proyecciones realizadas en esta Tesis se prevé que el nivel de consumo de gas natural seco, hacia el 2035, se incrementaría 1,8 veces (1,56 billones de pies cúbicos – 44,28 mil millones de metros cúbicos), mientras que su producción lo haga 2,8 veces (2,25 billones de pies cúbicos – 63,71 mil millones de metros cúbicos). Por consiguiente, se tiene previsto que Venezuela incrementará sus niveles de producción y se mantendrá así como exportador del producto.

En lo referente a carbón mineral, sus reservas constituyen la cuarta más grande en Suramérica (479 millones de Ton.) con el 3,8% del total regional, después de Colombia (53,9%), Brasil (36,5%) y Argentina (4%). Para el año 2010 Venezuela registró una producción de 9,5 millones de toneladas métricas, y su consumo cubrió tan sólo el 3% (0,309 millones de Ton.) de lo producido, de esta forma se convierte en un exportador neto del producto. En base a las proyecciones realizadas en esta Tesis, Venezuela incrementará su producción en 1,94 veces (18,5 millones de Ton.) en 2035, y su consumo representará el 3,4% del total de la producción¹⁶⁶ (Ver Tabla C.21 y C.22 en Apéndice C, y Figura D.3 en Apéndice D).

Ya en el campo de la energía eléctrica, la potencia total instalada venezolana¹⁶⁷ al 2010 fue de 24,84 Gw¹⁶⁸, a su vez, generó 116,70 mil millones de Kwh, consumió

¹⁶⁶ Venezuela tiene previsto proyectos de procesamiento, mercadeo y transporte de carbón mineral, para así intensificar su producción (Agencia Venezolana de Noticias, 2011, 29 de marzo), a su vez, junto con China han acordado también impulsar este tipo de proyectos (Venezuela. Fondo Conjunto Chino-Venezolano, 2011).

¹⁶⁷ Para conocer la distribución de la capacidad instalada venezolana según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

81,60 mil millones de Kwh y tuvo unas pérdidas del 28,4% del total generado, en todo caso, su nivel de pérdidas porcentuales son las más altas en toda Suramérica. Cabe señalar que del total generado, el 65,1% provino de generación hidroeléctrica y el 34,9% de generación térmica. Ahora bien, a partir de las proyecciones expuestas en el Apéndice C, se prevé que hacia el 2035 Venezuela tendría un requerimiento eléctrico de 238,5 mil millones de Kwh, con una variación del más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.37). De acuerdo a este último dato, este país deberá contar con una capacidad nominal instalada de aproximadamente 50,13 Gw ⁽¹⁶⁹⁾ (incluido un nivel de pérdidas del 28%. Ver Tabla C.41).

3.4.9. Resto de países suramericanos.

El perfil energético de los faltantes cuatro países regionales que componen UNASUR se diferencian un poco de los anteriores al carecer de ciertos recursos energéticos, entre ellos, principalmente petróleo, gas y/o carbón mineral. Además, son los cuatro menores consumidores de energías primarias en Suramérica, de hecho, en conjunto abarcan el 1,6% del total regional. Por tanto, se detallan a continuación estos perfiles:

Guyana.- No cuenta con recursos petrolíferos ni gasísticos ni carburíferos, en consecuencia, es un país dependiente de las importaciones que realice; así tampoco cuenta con infraestructura para el refinamiento de petróleo ¹⁷⁰. De acuerdo a datos del

¹⁶⁸ De acuerdo a Hidalgo (2011), para finales del 2010 la capacidad nominal instalada fue de aproximadamente 26Gw, por otro lado, el gobierno venezolano explica que la capacidad real fue de alrededor de 17,92 Gw (Venezuela, MPPEE, 2011, 04 de abril), es decir, el 70% de la capacidad nominal instalada.

¹⁶⁹ Venezuela posee suficientes recursos hídricos para la generación de energía eléctrica, de hecho en la actualidad, éstas proceden en su mayor parte del embalse de “El Guri”; de hecho, el embalse “El Guri” aporta el 65% de la generación total de energía eléctrica en Venezuela (Venezuela, MPPEE, 2010. p.IV). A pesar de esto, los problemas de desabastecimiento que se suscitaron en el 2010 se derivaron de efectos estacionales (Informe cifras, 2011, 16 de junio), puesto que este tipo de fuente, como es lógico suponer, mantiene su dependencia de los factores naturales. Por otro lado, se ha planteado la fragilidad en los ecosistemas a partir de este tipo de fuentes energéticas, y de ello se ha planteado una alternativa diferente desde el interior del gobierno, el cual ha sido la diversificación de su matriz a partir de fuente nuclear. Esto último, ha conllevado a la firma de un convenio de colaboración con Rusia para la construcción de una planta nuclear, además de la producción industrial de componentes y materiales para su uso en reactores nucleares; de igual manera, ambos países esperan realizar la exploración y explotación de yacimientos de Uranio y de Torio (Agencia Venezolana de Noticias, 2010, 21 de marzo). Por otra parte, la generación eólica, en Venezuela, genera un campo prometedor al contar con una capacidad de desarrollo de hasta 10Gw en el sector de la Guajira (Venezuela. MPPEE, 2010. p.IV y p.14).

¹⁷⁰ Los gobiernos de Venezuela y Guyana firmaron un acuerdo, en Septiembre del 2005, en el que Venezuela se compromete a suministrar hasta 5,2 mil barriles diarios (826,7 m3/día) de crudo, GLP o productos refinados, a su vez, la deuda contraída se podría pagar bajo mecanismos de compensación

2010, este país consumió el 0,1% del total de las energías primarias de la región, basadas en un 99,47% de líquidos petroléos y en un 0,53% de energía hidroeléctrica¹⁷¹ (Ver Tabla D.1, Apéndice D). Además, este país consumió un total de 10 mil barriles diarios (1,59 mil metros cúbicos diarios) de energías líquidas y se prevé que su consumo se incrementará en un 13% (11,31 mil barriles diarios - 1,80 mil m³/día) en el año 2035 (Ver Apéndice C. Tabla C.13). Ahora bien, con respecto a energía eléctrica, según datos de 2010, la potencia instalada fue de 0,313 Mw, mientras tanto, generó un total de 0,684 mil millones de Kwh, produjo 0,819 mil millones de Kwh y tuvo pérdidas por distribución del 16% del total producido, aunque no realizó importaciones de energía eléctrica. Según las proyecciones realizadas en el Apéndice C, hacia el 2035, este país tendrá un requerimiento mínimo en generación de 0,92 mil millones de Kwh, con una variación de más/menos 8% (Tabla C.37. Ver Apéndice C); es decir, deberá contar con una potencia instalada de 0,352 Gw⁽¹⁷²⁾ (Ver Tabla C.41, Apéndice C).

Paraguay.- Al igual que el país anterior, tampoco posee reservas de petróleo, gas natural o carbón mineral, a su vez, para el 2010 consumió el 0,6% del total de energías primarias en la región, la que provino en 57,34% de energías líquidas¹⁷³ y en 42,34% de fuentes hidroeléctricas (Tabla D.1, Apéndice D). Para este mismo año, en todo caso, produjo biocombustibles con un promedio de 2,84 mil barriles diarios de etanol (0,45 mil m³/día) y 0,075 mil barriles diarios (0,012 mil m³/día) de biodiesel. Además, consumió un total de energías líquidas de aproximadamente 33,7 mil barriles diarios (5,36 mil m³/día), de los que el 8,6% se correspondió con biocombustibles. Y, de acuerdo a las proyecciones realizadas en esta Tesis, incrementará el consumo de energías líquidas 2,5 veces (85,62 mil barriles diarios - 13,61 mil m³/día) en el año 2035 (Tabla C.13, Apéndice C), de los cuales el 7,5% se corresponderá con un autoconsumo en biocombustibles¹⁷⁴. En cuanto al consumo paraguayo de gas natural, según las

comercial. Este acuerdo fue firmado bajo el marco de Petrocaribe y como extensión del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas suscrito entre ambos países en diciembre de 2001 (Petrocaribe, 2006).

¹⁷¹ Guyana, de acuerdo a las estadísticas de la US-EIA (en línea, ref. de 08 de abril de 2011), no registra datos de importación ni consumo de gas natural.

¹⁷² Guyana posee un relativo potencial para la generación de energía hidroeléctrica, de hecho, en la actualidad existe un proyecto para la instalación de 100Mw, ampliables a 165 Mw (Sinergy Holdings, en línea), con un costo de 300 millones de dólares. Dicho proyecto sería construido sobre las cataratas de Amaila.

¹⁷³ Paraguay para el 2010 mantuvo una capacidad para refinamiento de petróleo de 7,5 mil barriles diarios (1,2 mil m³/día), pero su producción fue nula.

¹⁷⁴ En el 2005, Paraguay promulgó la ley de “fomento de los biocombustibles” cuya ley obliga que todo gasoil (diesel) que llega al consumidor final deberá contener un 1% de biodiesel. En el caso de la estatal

estadísticas de UE-EIA (en línea, ref. de 22 de abril de 2011), no registró ni importaciones ni consumo¹⁷⁵. Con respecto a carbón mineral, consume pequeñas cantidades, de hecho, para el 2010 consumió 296 toneladas métricas a partir de sus importaciones y, de acuerdo a lo previsto, este país mantendrá una TCP anual del 0,1% hacia el 2035 (Ver Tabla C.21 y C.22 en Apéndice C).

Ya en el campo de la generación eléctrica, la capacidad instalada de Paraguay fue de 8,13 Gw en 2010, de los cuales el 99,99% fue a partir de fuente hidroeléctrica y un 0,01% por sistemas térmicos. Dentro del total suramericano, su capacidad para generación hidroeléctrica le permitió ocupar el tercer puesto dentro de esta fuente de generación renovable, al cubrir el 7,9% del total regional, después de Brasil (60,4%) y Venezuela (11,4%) (Tabla C.25, Apéndice C). En términos generales, para el año citado, la producción total eléctrica paraguaya fue de 53,54 mil millones de Kwh y su consumo fue de 6,87 mil millones de Kwh, mientras que sus pérdidas estuvieron en 5,2% del total generado, por lo que exportó alrededor de 43,82 mil millones de Kwh¹⁷⁶.

De acuerdo a las proyecciones realizadas en esta Tesis, hacia el 2035, Paraguay tendrá un requerimiento eléctrico de 19,3 mil millones de Kwh con una variación de más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.37), lo que le permitirá satisfacer su demanda interna. A la vez, su generación se encontrará en un 43% superior a la del 2010 (76,35 mil millones de Kwh), ello implica, que este país poseerá una capacidad instalada de 10,89 Gw⁽¹⁷⁷⁾, incluido un 5,2% de pérdidas, pérdidas porcentuales que se convierten

Petróleos Paraguayos (PETROPAR), la ley la obliga a adquirir mensualmente un millón de litros, aunque se conoce a la fecha no lo está cumpliendo (Biodisel.com, 2011, 16 de junio). A pesar de ello, esta ley se convierte en un incentivo para la generación de empleo.

¹⁷⁵ En la actualidad existe un compromiso político, ratificado el 14 de mayo de 2011, en el que Bolivia se compromete a abastecer de gas a Paraguay y Uruguay (Hidrocarburos Bolivia, 2011, 07 de junio).

¹⁷⁶ Como se conoce, en Paraguay, son cuatro empresas eléctricas las que operan. La de menor importancia se constituye por una empresa privada, la misma que distribuye en el sector de Villarica (alejada de Asunción a unos 200Km), su participación en el mercado nacional insignificante. Posteriormente, se encuentran la empresa estatal Administración Nacional de Electricidad (ANDE), integrada verticalmente y que tiene la exclusividad del servicio público de energía eléctrica y el derecho preferencial para el aprovechamiento de los recursos hidráulicos. Las otras dos empresas, tienen un carácter jurídico binacional puesto que son las empresas que operan las centrales hidroeléctricas de ITAIPÚ (Paraguay/Brasil) y YACYRETÁ (Paraguay/Argentina). En estos proyectos, Paraguay participa con el 50% del capital social a través de ANDE (MERCOSUR, 1998b, p.22).

¹⁷⁷ El incremento a futuro en la generación eléctrica de Paraguay se fundamentaría a partir de la construcción de la represa Corpus (Argentina/Paraguay), la que tendría una capacidad de hasta 4,6 Gw, y que podría generar hasta 20 mil millones de Kw-h (Suárez, 2007), no obstante, se deberán superar los problemas internos que existen en la actualidad para que su ingeniería y construcción de inicio.

en la más baja de la región (Tabla C.38, C.39 y C.41 en Apéndice C y Tabla D.39 en Apéndice D).

Surinam.- Con respecto a datos de 2010, ocupa el penúltimo puesto a nivel regional en cuanto a consumo de energías primarias se refiere; pues consumió tan solo el 0,17% del total regional, mientras tanto, se espera que su consumo represente el 0,09% ¹⁷⁸ en 2035. Por su parte, este país se permite tener una pequeña producción anual mínima al contar con una pequeña reserva petrolífera ¹⁷⁹. Según este mismo año citado, este país produjo un total de líquidos petróleo de 14,46 mil barriles diarios (2,3 mil m³/día), aunque su consumo fue superior en un 4% (15 mil barriles diarios - 2,07 mil m³/día). Según las proyecciones realizadas, en esta Tesis, el consumo de estos líquidos petróleo (17,51 mil barriles diarios - 2,8 mil m³/día) se incrementará en un 17% en 2035, mientras que su producción se verá disminuida, de hecho, hacia este futuro establecido se prevé que realizará importaciones en torno al 60% del total de energías líquidas que consuma (Ver Apéndice C. Tabla C.13).

Por otro lado, Surinam carece de reservas de carbón mineral, aunque tampoco fue un consumidor de este producto según las estadísticas dadas por la US-EIA (en línea, ref. de 23 de agosto de 2011). Con respecto a reservas de gas natural, tampoco las posee pese a sus esfuerzos por encontrar este hidrocarburo (Casallas, 2011), y así mismo, no se hallaron dentro de las estadísticas mencionadas valor alguno de consumo o importación ¹⁸⁰. Sobre la capacidad de generación eléctrica, su potencia instalada fue de 0,398 Gw en 2010, de los cuales el 49,4% se correspondieron con fuente hidroeléctrica y el 50,6% con sistemas térmicos. Para este mismo año registró un total

¹⁷⁸ En septiembre de 2005, Venezuela y Surinam suscribieron un acuerdo, en dicho acuerdo Venezuela se comprometía a suministrar hasta 10 mil barriles diarios (1,6 mil m³/día) de crudo, GLP o productos refinados y cuya deuda se podría pagar bajo mecanismos de compensación comercial. Este acuerdo se encontró bajo el marco de Petrocaribe y como extensión del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas suscrito entre ambos países en Octubre de 2000 (Petrocaribe, 2005).

¹⁷⁹ Surinam es uno de los nueve países que posee reservas petrolíferas probadas en Suramérica, aunque en una mínima cantidad (78,9 millones de barriles - 12,54 millones de metros cúbicos), el 0,03% del total regional. Para la definición de líquidos petróleo, ver *nota 110* en pie de página.

¹⁸⁰ Los gobiernos de Venezuela y Surinam prevén un proyecto de construcción de un gasoducto que una el oriente venezolano con Surinam (Patria grande, 2010, 12 de agosto). Cabe señalar que los acuerdos podrían ser provechosos en un futuro próximo a través del acuerdo de cooperación energética bajo el marco de Petrocaribe, pues pese a ser Surinam uno de los 10 países más pobres del planeta, posee minerales como berilio, caolín, niobio, tantalio, titanio y circonio. Estos minerales son esenciales para ser usados en aeronaves modernas, automóviles, computadoras y equipos de perforación de petróleo y gas (Van de Ven, 2010).

generado de 1,57 mil millones de Kwh, un consumo de 1,43 mil millones de Kwh y un total de pérdidas del 8,8% del total generado. De acuerdo a las proyecciones realizadas se prevé que este país tendrá un requerimiento eléctrico de 2,16 mil millones de Kwh en 2035 o, lo que implica, deberá contar con una potencia instalada en torno a los 0,55 Gw⁽¹⁸¹⁾ (Con un nivel de pérdidas del 8%, ver Tabla C.41).

Uruguay.- Carece de reservas tanto de petróleo, carbón mineral¹⁸² y gas natural, por lo que su consumo depende básicamente de sus importaciones. De esta manera, este país ocupó la novena posición en el consumo de energías primarias dentro de la región, con el 0,7% del total regional y, para el 2035 representará el 0,8%. A pesar de la carencia de recursos petrolíferos, este país posee una pequeña capacidad para refinamiento de petróleo de 81 mil barriles diarios (12,9 mil m³/día; año 2009). A su vez, y según datos de 2010, generó un consumo de energías líquidas de 52,31 mil barriles diarios (8,32 mil m³/día), en el cual los biocombustibles representaron el 0,23%, adicionalmente, la producción total de energías líquidas representó tan solo el 2% de su consumo. Según las estimaciones hechas en esta Tesis, su consumo de energías líquidas se incrementaría 2,7 veces (Tabla C.13, Apéndice C) en 2035, mientras tanto, mantendrá un autoconsumo en torno al 2%⁽¹⁸³⁾.

Con respecto al consumo uruguayo de gas natural, fue de 1,44 mil millones de pies cúbicos (41 millones de metros cúbicos) en 2010, y para el 2035 se estima un incremento del 52% (2,20 mil millones de pies cúbicos - 62 millones de metros cúbicos, más/menos 15%)¹⁸⁴.

¹⁸¹ Surinam, en la actualidad, posee un potencial hidroeléctrico por explotar de hasta 0,50 Gw a través de micro-centrales (IIRSA, en línea-c), de esto, se han planteado un conjunto de proyectos de interconexión eléctrica con Venezuela y Brasil, a los que suministraría energía, principalmente hacia aquellos sectores amazónicos aislados, aunque dichos proyectos a la fecha se encuentran en estudios (Ibídem).

¹⁸² Uruguay, según las estadísticas de US-EIA (en línea, ref. 25 de octubre de 2011, no registra reservas de carbón, sin embargo, es un país consumidor de este producto. De acuerdo a datos del 2010, registró una cantidad modesta en consumo de 2,37 mil toneladas métricas. De acuerdo a las proyecciones realizadas, este país hacia el 2035 mantendría prácticamente invariante este valor, con un consumo de 2,43 mil toneladas métricas de consumo con una variación de más/menos 11,8% (Ver Apéndice C. Tabla C.22).

¹⁸³ Cabe señalar que en la actualidad Uruguay se encuentra haciendo grandes esfuerzos en la exploración de yacimiento de gas y petróleo tanto en la plataforma continental como en la marina (Mis finanzas en línea, 2011, 26 de junio).

¹⁸⁴ El incremento en el consumo uruguayo de gas obedecería al acuerdo energético dado entre Bolivia, Argentina y Uruguay. Uruguay empezaría a recibir gas boliviano a través del gasoducto argentino (América Economía, 2010, 09 de julio), aunque este ducto podrá servir también para el abastecimiento de

Dentro del campo de generación eléctrica, Uruguay tuvo una capacidad total instalada de 2,69 Gw¹⁸⁵ en 2010. A su vez, registró una generación de 10,12 mil millones de Kwh, un consumo de 8,27 mil millones de Kwh y un total de pérdidas del 15,1% del total generado, además, para compensar su déficit realizó importaciones netas por 0,32 mil millones de Kwh. Según las proyecciones realizadas, en este trabajo, los requerimientos de energía eléctrica alcanzarán los 24,68 mil millones de Kwh en 2035, con una variación de más/menos 8% (Ver Apéndice C. Tabla C.37), esto implica que requerirá una potencia instalada, hacia este año definido, de 5,51 Gw (con el 15% de pérdidas. Ver Tabla C.41, Apéndice C). Se conoce de antemano que Uruguay realiza en la actualidad esfuerzos importantes para la diversificación de su matriz energética, por lo que espera implantar instalaciones eólicas con una capacidad de 500 Mw y, a través de sistemas por biomasa y residuos, de unos 200 Mw más.

3.5. Aspectos concluyentes del capítulo.

Esta sección presentó el perfil energético suramericano tanto presente (2010) como futuro (2035)¹⁸⁶, el cual fue construido a partir del perfil individual de cada uno de los países miembros y cuyos datos históricos se cuentan desde 1990. De esta manera se pudo estudiar tanto las necesidades como potencialidades energéticas de cada uno, eso sí, independientemente de encontrarse en una iniciativa de integración energética regional. Consecuentemente, se visualizaron las oportunidades, beneficios y finalidades energéticas que pueden alcanzar dentro de la región a través de una integración energética real. Y en particular, todo lo realizado fue de acuerdo a la necesidad de contar con una base que permita identificar opciones de integración energética y

Argentina desde la costa oriental a partir de la planta regasificadora que se instalaría en Uruguay (Foco Blanco, 2011, 26 de febrero).

¹⁸⁵ Para conocer la distribución de la capacidad instalada de Uruguay según sus fuentes, se aconseja ver Tabla C.41 y D.39, Apéndice C y D, respectivamente.

¹⁸⁶ La información presentada en este capítulo parte de un estudio mucho más extenso, realizado a manera personal y que se presenta en su totalidad en el Apéndice C, con información complementaria en los Apéndice A, B y D. Para tal desarrollo se realizó el manejo estadístico de más 21.000 datos, se aplicaron más de 1.600 criterios técnicos, y se realizaron más de 18.000 operaciones complementarias. Entre las fuentes estadísticas que se manejaron, se encuentran: los informes anuales de BP y sus fuentes estadísticas en línea; los datos mostrados por US-EIA (en línea) y en sus informes anuales IEO tanto de 2010 como de 2011; así también, se accedieron a los datos estadísticos (en línea) mostrados por los diferentes países suramericanos y en sus múltiples informes, por otro lado, se hizo también uso de los datos mostrados por organismos internacionales como BM, FMI, OPEP, entre otros. Por tanto, muchos de los datos concluyentes que se presentan en el presente capítulo, y en esta conclusión de capítulo, se hayan referenciados en el Apéndice C, en sus diferentes Tablas expuestas.

fomentar proyectos en el campo energético, necesidad misma que fue planteada en la Declaración de Margarita (UNASUR, 2007).

En todo caso, luego del análisis realizado a los datos provenientes de los setenta y cinco campos energéticos estudiados, en cada uno de los doce países que conforman UNASUR, fundamentalmente, se obtuvieron un conjunto de aspectos concluyentes que permiten visualizar a la integración energética como un instrumento para varios fines. Entre los beneficios que se esperarían, se encuentran por ejemplo: estrechar las relaciones entre los países miembros de la UNASUR; aprovechar las potencialidades regionales en beneficio de su crecimiento económico; reducir los costos unitarios de generación o producción; obtención de mayores niveles de confiabilidad en el suministro regional; posibilidades de planificación regional según las limitaciones energéticas en cada país; mantener un mercado regional competitivo con las debidas interconexiones que den calidad y confiabilidad; alcance a mejores precios al momento de acceder a energías baratas con sus respectivas interconexiones eléctricas; acceso a fuentes energéticas menos contaminadoras; mayores opciones para la entrega de excedentes energéticos; y fomento del diálogo y trabajo conjunto entre los gobiernos. Pues en fin, los aspectos concluyentes de este capítulo son explicados a continuación.

En un primer plano, la región suramericana cuenta con una serie de recursos energéticos que la ponen en ventaja competitiva y en condiciones inmejorables para enfrentar el desafío de su integración energética. Ya dentro del contexto mundial, Suramérica comprende el 5,8% de la población global, el 13,5% del área geográfica y el 4,7% del GDP (Tabla 3.3). A su vez, en el 2010 consumió sólo el 4,3% del total de las energías primarias y emitió el 3,3% del total de CO₂, lo que la convierte en una de las regiones menos consumidoras, energéticamente hablando, y menos contaminadoras del planeta (Tabla 3.1). Así también, Suramérica posee el 17% del total de las reservas probadas de petróleo del planeta, su producción de crudo alcanzó el 8,5% del total y cubrió el 7,4% de las exportaciones mundiales.

En cuanto a sus otras fuentes energéticas, el subcontinente posee el 4,4% de las reservas de gas natural y el 1,5% de las reservas recuperables de carbón mineral. En esta última fuente energética (carbón), la región cubrió el 1,3% del total mundial producido,

mientras que su consumo representó tan sólo el 0,6% del total global. Al hablar de energía hidráulica, Suramérica es inmensamente rica en este recurso y produce a partir de este tipo de fuente casi el 20% del total mundial, mientras tanto, la región ha explotado el 36% de su potencial según OLADE (Brasil. Ministerio de Energía y Minas, 2010b). De acuerdo a las proyecciones realizadas en el Informe “International Energy Outlook-2011” (US-EIA, 2011, p.157), el mundo incrementaría su consumo de energías primarias en 1,5 veces; y, de acuerdo al estudio expuesto en esta Tesis, Suramérica incrementaría su consumo en 2,3 veces (Tabla 3.12, y C.2. Apéndice C).

En el plano suramericano, Brasil es el mayor consumidor de energías primarias, pues consumió el 50,8% del total regional en 2010; aunque, cabe decir, su consumo energético es consecuente a su tamaño, pues cubre el 48,4% del espacio geográfico, el 47,2% del GDP y el 49,7% de la población regional (Tabla 3.3). Dentro de este orden, como consumidores energéticos primarios le siguen Argentina (14,6%), Venezuela (14,2%), Colombia (6,5%) y Chile (5,3%) que juntos, estos cinco países, albergaron el 91,4% del total suramericano (Tabla C.2). Entre las ocho fuentes primarias con que se analizó a la matriz energética suramericana¹⁸⁷, las energías líquidas¹⁸⁸ representaron en el 2010 alrededor del 45%¹⁸⁹; y, en particular, la energía hidráulica representó alrededor del 30%. Ahora bien, conocemos de antemano que la región incrementó su consumo de energías primarias 1,8 veces, entre 1990 y 2010, y en ella se mantuvo la ponderación citada tanto de energías líquidas e hidráulicas (para la generación eléctrica). En todo caso, hacia el 2035 conocemos que la composición variará mínimamente (Tabla 3.2), más allá de que el consumo se incrementaría 2,3 veces (sección C.2.2 y Tablas C.2 y D.1, Apéndices C y D respectivamente).

En este año definido, 2035, las energías líquidas representarán el 46,8% dentro de la matriz energética, las energías hidráulicas el 28,5%, el gas pasará de 19,6% a 15,6%; el carbón crecerá en una unidad porcentual, por lo que representará el 5,24%;

¹⁸⁷ Dentro de este Tesis, la matriz energética se la compone, finalmente, bajo cinco tipos de fuentes, las cuales son: (1) energías líquidas, (2) gas natural seco, (3) carbón mineral, (4) energía nuclear, (5) fuente hidroeléctrica, (6) eólica, (7) geotérmica y (8) por biomasa y residuos.

¹⁸⁸ Las energía líquidas están compuestas por: (a) Biocombustibles (etanol y biodiesel), y (b) Líquidos petróleo: producción de petróleo, GNLP (vendidos directamente de las plantas de procesamiento de gas para uso de combustible o químico), ganancias a partir de los procesos de refinamiento, asfaltos, coque, nafta, lubricantes, parafinas, aceites sin elaborar, otros hidrocarburos líquidos.

¹⁸⁹ Dentro del total de energías líquidas consumidas, el 7,6% se correspondió con etanol y el 1% con biodiesel.

más, las energías nuclear, eólica, geotérmica, y por biomasa y residuos, en conjunto, pasarán de 2,6% a 3,7%. Es importante mencionar que el consumo de energía solar fue desestimado al no presentar datos importantes de su generación a la fecha (menos del 0,1% dentro de la matriz); y, a futuro, no se prevé un incremento debido a los altos costos por Mw instalado frente a otras fuentes mucho más baratas (Ver sección C.7.4).

En esta misma línea de las energías líquidas, los países que se presentan como superavitarios, tanto para 2010 y 2035, son: Venezuela, Brasil y Ecuador. Desde luego, Brasil es el mayor productor de estas energías, para 2010 abarcó el 41% del total regional y, para el 2035, abarcaría el 68% de la producción. Venezuela pasaría de un 30% a representar un 25%, mientras que Ecuador pasaría de un 6% a un 7% (Tabla C.12 y D.14). Así también, los excedentes de estos países se encontrarían respectivamente en un 25%, 37% y 14%, por encima de su consumo (datos calculados a partir de las reservas probadas de petróleo, ver Figura D.1). Por otro lado, países como Chile, Paraguay, Guyana y Uruguay han registrado y registrarán una pequeña o casi nula producción. En todo caso, Argentina¹⁹⁰ registrará un déficit pronunciado a partir de 2015; la producción boliviana tendría un descenso grave de su producción a partir de 2025, por lo que su déficit se incrementará en aquellas fechas; la producción colombiana registraría desde 2015 una caída vertiginosa para, en 2025, registrar una producción nula; Perú tendría un perfil parecido al colombiano, es decir, a partir de 2025 registraría una producción nula; y, finalmente, Surinam generaría déficits a partir de 2020; (Tabla C.14 y Figura D.1, Apéndice C y D, respectivamente).

Paralelamente, luego de conocer los requerimientos tanto en producción como en consumo de energías líquidas, es obvio pensar que la capacidad de refinamiento deberá acondicionarse a las exigencias de los volúmenes regionales requeridos. Para principios de 2012 Suramérica contaba con una capacidad de 6,29 millones de barriles diarios (1 millón de metros/día) (US-EIA, en línea, ref. de 29 de septiembre de 2012), mientras tanto, hacia el año 2035 dicha capacidad deberá incrementarse en

¹⁹⁰ Como se expresó reiteradamente, estas fechas fueron calculadas a partir de las reservas probadas de petróleo, sin contar con las reservas de petróleo no-convencional. De hecho, en mayo del 2011, Argentina realizó el mayor descubrimiento en los últimos 20 años de petróleo no convencional equivalentes a 150 millones de barriles (23,8 millones metros cúbicos) (shale oil), en la provincia de Neuquén (El Mundo, 2011, 11 de mayo). Sin embargo, aún se espera observar la evolución que tendría la inversión extranjera para la explotación de dichos recursos.

aproximadamente el doble¹⁹¹, para así poder soportar tanto el aumento en el consumo de refinados de la región y, también, soportar las exportaciones que realizarían aquellos países que cuenten con estos excedentes. Es decir, se requeriría aproximadamente un nivel de inversión de 240 mil millones de dólares¹⁹² dentro de la región, sólo para adecuar estas capacidades de refinamiento. Aunque, cabe señalar, tales inversiones no podrán realizarse en cualquier país, sino sólo en aquellos que cuenten con los recursos energéticos para soportar, en el tiempo, el retorno de las inversiones y las rentabilidades buscadas.

Con respecto a estos requerimientos ingentes de inversión, se señala que pueden convertirse en una oportunidad para que los países regionales puedan participar en proyectos conjuntos, los cuales a su vez les permitirá ganar cuotas de mercado en la compra de estos productos, y así, poder obtener ciertos niveles en su aseguramiento energético futuro, de hecho, la iniciativa de Petroamérica¹⁹³ se podría convertir en un instrumento idóneo para tales participaciones¹⁹⁴. En este mismo contexto de inversión, a partir del incremento en el consumo de energías líquidas, los requerimientos de inversión regional adicionales para su distribución, comercialización y la creación de cierta infraestructura para algún tratamiento específico requeriría, hacia el 2035, un monto aproximado de 47 mil millones de dólares más¹⁹⁵.

En cuanto a las demás fuentes energéticas, en los próximos 25 años el incremento en el consumo de gas será 1,9 veces; el de carbón, en 3 veces y el de energía

¹⁹¹ La capacidad de refinamiento hacia el 2035 es estimada a partir del promedio entre diversas relaciones históricas (5 años últimos), entre ellas: (i) producción de refinados de petróleo/capacidad de refinamiento, (ii) consumo de refinados de petróleo/ capacidad de refinamiento, (iii) Consumo de energía líquidas/capacidad de refinamiento.

¹⁹² Para la estimación de este nivel de inversión se parte del incremento neto en la capacidad de refinamiento entre 2010 y 2035, posteriormente, se estima el costo bajo una relación de 3.833,0 millones de dólares por una infraestructura con capacidad de 100 mil barriles diarios procesados. Esta relación fue estimada a partir de los diversos proyectos que se encuentran en curso tanto en Ecuador, Venezuela, Nicaragua y Brasil.

¹⁹³ Ver *nota* 77 de pie de página.

¹⁹⁴ En el Informe de Gestión Anual 2011, de PDVSA, se detallan proyectos de inversión de esta empresa estatal petrolera venezolana dentro de sus socios. Entre los países socios suramericanos, se encuentran: Bolivia, Ecuador, Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay (PDVSA, 2012, p.160-168). A criterio personal, Chile debería buscar formas de inmiscuirse como socio inversor, más allá de no ser país petrolero.

¹⁹⁵ El monto de inversión de 47 mil millones de USD, para la creación de infraestructura adicional en su distribución, comercialización y la creación de cierta infraestructura para algún tratamiento específico, se lo obtuvo de multiplicar el incremento neto en el consumo de energías líquidas (Ver Tabla C.13), por un costo de 0,125 USD/litro. Cabe señalar que de los precios internacionales de las gasolinas, el 60% aproximadamente se relaciona directamente con el precio de petróleo, el 10% con el refinamiento, y su diferencia, con la comercialización, distribución e impuestos.

nuclear, en 2,9 veces. Sobre gas natural, la región presentará déficits acentuados en 2025, aunque Venezuela y Perú se presentan hacia el 2035 como productores cuyos excedentes superarían a su consumo en un 44% y 25% respectivamente; pues por el lado de Venezuela es importante acotar que la mayor parte de su producción se encuentra asociada a la producción de petróleo, por lo que su producción será proporcional a la de petróleo. Para el caso boliviano, el punto álgido de producción se daría entre 2025 y 2030, mientras que a partir de 2035 presentaría producciones nulas¹⁹⁶. A su vez, Colombia registraría luego de 2025 producciones nulas siempre que no se encuentren nuevas fuentes. El resto de países mantendría sus déficits, con excepción de Ecuador, el cual se mantendría autosuficiente (Tabla D.20 y Figura D.2, Apéndice D).

Por consiguiente, frente a los relativos recursos limitados de gas que posee Suramérica, a la región le quedaría proyectar planes contingentes o alternativos al gas a partir de 2020 y 2025, sin embargo, esta planificación deberá empezar desde ya. A pesar de esto, los costos de inversión regionales para adaptar el incremento en la demanda de gas, hacia el 2035, se encontrarán bordeando los 6 mil millones de dólares¹⁹⁷, aunque este monto podría duplicarse en base a la forma en que se desee llegar al usuario.

Con respecto a las energías renovables que, según el estudio planteado en esta Tesis, estas abarcaron a las energías hidroeléctrica o hidráulica, eólica, geotérmica y por biomasa y residuos. Dentro de la matriz energética regional de consumo, para el 2010, dichas energías representaron respectivamente el 29,05%; 0,10%; 0,0%; y 1,52%, o el 30,7% en conjunto; y ya para el 2035 significarían alrededor del 31% (Tabla 3.2 y D.1, Apéndice D). Sólo para citar algunos datos, el adaptar el incremento de estas energías

¹⁹⁶ Como resultado, se menciona la incertidumbre planteada para la producción boliviana, entre 2030 y 2035, y queda a su vez condicionado por el incentivo que realizaría el gobierno en la búsqueda de inversión para nuevos hallazgos del producto. Por su parte, Bolivia hacia el 2030 dejará de ser una fuente importante de abastecimiento de gas para Argentina y Brasil (Hidrocarburos Bolivia, 2011, 12 de julio).

¹⁹⁷ El monto de 6 mil millones de dólares fue calculado a partir del incremento neto en el consumo de gas natural y sobre el incremento en la producción de gas convencional (Ver Tablas C.16 y C.17). Este incremento fue a su vez multiplicado por un factor de 1,6 USD/ (mil pies cúbicos). Los 1,6 dólares incluyen costos de exploración y extracción (para el caso de producción interna), transporte, infraestructura y un costo por cierto tratamiento que se le dé al gas. Por tanto, este precio hace referencia a los costos de inversión y no al costo del gas como materia prima. Para conocer precios históricos anuales de gas se recomienda BP (2011, p.27). Como referencia, y de acuerdo a datos de 2010, un volumen de 1.000 pies cúbicos de gas natural contuvo un promedio regional de 1.061.840,0 BTU, esto según el análisis realizado en las estadísticas brindadas por la US-EIA (en línea, ref.: de 1 de octubre de 2011).

renovables a futuro (2035), pues requerirá de igual manera montos cuantiosos de inversión¹⁹⁸; en cuanto al incremento de la capacidad hidráulica, de 355 mil millones de dólares; para generación eólica, 11 mil millones de dólares; en Geotermia, 16 mil millones de dólares; y en el incremento de capacidad por biomasa y residuos, de 12 mil millones de dólares. Dentro de este tema de energías renovables, de igual manera que en los casos anteriores, los niveles ingentes de inversión presentan oportunidades para inversiones conjuntas; más, junto a la creación de interconexiones eléctricas se daría acceso a fuentes de energías mucho más baratas y menos contaminadoras, sobre todo, para aquellos países que carecen de estos tipos de recursos aprovechables¹⁹⁹.

En el plano de la generación de energía eléctrica regional, el cual incluye tanto a las renovables como a los sistemas de generación nuclear y térmica convencional, estos alcanzaron los 989,7 mil millones de Kwh en 2010, el cual creció en las dos últimas décadas 3,7 veces y, para el 2035, los requerimientos de generación se incrementarían 2,6 veces, es decir, se llegará a un consumo de 2.606,7 mil millones de Kwh (Tabla C.37, Apéndice C). Eso sí, dicho dato futuro incluye el total de pérdidas al que se someterá por distribución, los cuales se encuentran entre el 16,5% y 17,5% como promedio de generación regional²⁰⁰. En este ámbito, Venezuela posee el mayor nivel de pérdidas con un 28,4%, mientras que Paraguay, Chile y Perú, registraron las pérdidas más bajas, 5,2%; 8,5% y 8,7%, respectivamente. En consecuencia, la capacidad de generación o “capacidad instalada” deberá pasar de 217 Gw en 2010, a 576 Gw hacia el 2035, aunque se deja constancia que la futura capacidad instalada mantiene el 17,3% de pérdidas bajo promedio regional; y un factor de planta (como promedio por fuentes) del 52% (²⁰¹). Por tanto, estos datos mencionados representarán enormes esfuerzos

¹⁹⁸ Los requerimientos de inversión en infraestructura hidroeléctrica, eólica, geotérmica y por biomasa y residuos fueron calculados a partir de su incremento neto en capacidad instalada, entre los años 2010 y 2035 (Tabla C.41, Apéndice C) y, después, multiplicado por los costos promedios por Mw instalado citados en la *nota* 202.

¹⁹⁹ Como ejemplo para el impulso de estos proyectos conjuntos a futuro, se menciona el gran potencial de integración eléctrica que vincula Perú, Brasil y Bolivia. En el año 2007 se identificó la construcción, en Perú, de hasta quince centrales hidroeléctricas con potencial exportador, las que estarían ubicadas en la vertiente del Atlántico y suman una potencia de hasta 19.285,0 Mw. Se indica que en el siguiente capítulo se entrará en mayores detalles sobre este proyecto.

²⁰⁰ Para una mejor referencia, en el 2010 la UE-27 tuvo unas pérdidas en promedio de 6,6% de su total generado (3.103,7 mil millones de Kw-h); y para el caso de EE.UU, este país tuvo pérdidas del 6% de su total generado (4.214,1 mil millones de Kw-h). De acuerdo a datos de 2010, las pérdidas en la región alcanzaron los 164,1 mil millones de Kw-h, es decir, el equivalente al total de energía eléctrica consumida por Chile, Colombia, Perú, Ecuador, Uruguay y Paraguay.

²⁰¹ El factor de Planta (η) es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Es el resultado de dividir la energía generada por la planta (E_{real}), sobre la energía que hubiera podido

económicos para la región conjunta; pues sólo para la creación de la infraestructura generadora, hacia el 2035, el monto de inversión alcanzaría aproximadamente los 575 mil millones de dólares²⁰² (incluida la capacidad de las renovables); y, en cuanto a infraestructura para su transmisión, estos rozarían los 230 mil millones de dólares más.

Ahora bien, bajo las iniciativas de integración centroamericana, la cual es tomada como ejemplo y en el que se enaltecen los respectivos esfuerzos que han permitido incrementar sus interconexiones eléctricas dentro de esa región, se ha observado como aspecto fundamental el mejoramiento neto en un 10% (en promedio regional) del factor de planta de los productores medios de energía eléctrica en las dos últimas décadas y, para el caso de El Salvador, pasó del 31% (promedio 1990-1994) al 45% (promedio 2005-2009), país por el cual se interconectó el Bloque Norte y el Bloque Sur²⁰³; paralelamente, la región suramericana entre ambos períodos mejoró en tan solo un 5%. Como se conoce, mejorar el factor de planta implicaría que cualquier región podría permitirse generar una mayor cantidad de energía, de manera más continua, con las mismas capacidades instaladas que posee. Para el caso suramericano, hacia el 2035, un mejoramiento del 10% de este factor le evitaría la construcción de unos 93,3 Gw, o lo que implica, se evitaría un costo de inversión de unos 155,2 mil millones de dólares²⁰⁴, un 27% menos de los 575 mil millones de dólares proyectados.

En cuanto a los niveles de pérdidas por distribución, que son altos, dentro de la integración energética se marcaría también un escenario propicio para buscar mecanismos en su reducción. De hecho, si los países de Brasil, Venezuela, Argentina, Colombia, Ecuador, Uruguay, Bolivia y Guyana redujeran estos niveles al 10% (Ver

generar la planta si lo hubiera hecho a plena carga [$E_{\text{Plena.Carga}}$] dentro de un período establecido (1 año). Se indica que se calculó [$E_{\text{Plena.Carga}}$] a partir de la potencias nominales o capacidades instaladas nominales, esto al no contar con las capacidades reales (Ver sección C.8.5, Apéndice C).

²⁰² Calculado a partir de los costos por Mw instalado por tipo de fuente (Ver Tabla C.41): Hidroeléctrica 2,25 millones de dólares; térmica 0,9 millones de dólares; nuclear 3,65 millones de dólares; biomasa y residuos, 1 millón de dólares; geotérmica, 5,0 millones de dólares y eólica 2,0 millones de dólares. Los costos referenciales fueron determinados de múltiples fuentes, sin embargo, se aconseja Barreiro (2009) para observar los costos individuales.

²⁰³ Los países que involucra el término “región centroamericana”, en este caso, son: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, puesto que son aquellos que se operaban como Bloque Norte (Guatemala, El Salvador) y Bloque Sur (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), y, posteriormente, el 21 de julio de 2002, se lleva a cabo el cierre de la interconexión entre El Salvador y Honduras (CRIE, 2006, 6 de noviembre).

²⁰⁴ Para la determinación de estos ahorros, o reducción de las capacidades instaladas previstas para el 2035, se calcularon estos nuevos requerimientos bajo la metodología que se hace referencia en la Tabla C.41, Apéndice C. Posteriormente, se aplican los costos por Mw instalado enunciados en la *nota 202*.

Tabla C.37, Apéndice C), por un lado, sólo dentro del año 2035 se evitaría un desperdicio de 167 mil millones de Kwh o, bajo su equivalente económico, de unos 3.194,3 millones de dólares²⁰⁵. Por otro, se evitarían (hacia este año definido) la construcción de unos 35,60 Gw de capacidad instalada o, a su vez, representaría evitar una inversión de 57,3 mil millones de dólares²⁰⁶. Bajo estos costos variables y de inversión que podrían evitarse los respectivos gobiernos, pues deberán ponderar estos ahorros frente a la inversión que deberá realizarse para incrementar la eficiencia en el sistema eléctrico. De hecho, dentro del período de 2015 al 2035, si los países citados generarían a tan solo el 10% de pérdidas, se habría evitado un monto de pérdidas de 104 mil millones de dólares, correspondientes a las pérdidas acumuladas (46,7 mil millones de dólares), más sus costos de inversión (57,3 mil millones de dólares). Incluso, después de este preámbulo, se deberá evaluar la posibilidad de llegar a los hogares con una tensión de 220V⁽²⁰⁷⁾.

En síntesis, son grandes los requerimientos de capital que se exigen a futuro, sin embargo, no se sugiere retomar las medidas que se aplicaron en los noventa para su atracción, los cuales conllevaron a impulsar un régimen liberal en el tratamiento a la inversión y que condujo al estado hacia su desregulación. A su vez, cabe recordar que estas acciones contrajeron serias dificultades en la región, lo que generó su rechazo en

²⁰⁵ Para esta estimación se calculó el total de pérdidas de los países citados y por cada una de las fuentes de generación, posteriormente, se multiplicó estas reducciones por los costos de generación respectivas, por tipo de fuente. Se indica, además, que los costos de generación fueron obtenidos en su mayoría de Barreiro (2009). Estos ahorros de energía calculados para el año 2035, por cada país citado, en términos de unidades energéticas (los que excedían en más del 10% de pérdidas), más, los respectivos costos evitados en términos monetarios, son detallados a continuación: Argentina (17,08 mil millones de Kw-h; 393,26 millones de dólares); Bolivia (0,88 mil millones de Kw-h; 18,25 millones de dólares); Brasil (94,10 mil millones de Kw-h; 1.704,4 millones de dólares); Colombia (10,64 mil millones de Kw-h; 182,8 millones de dólares); Ecuador (7,42 mil millones de Kw-h; 156,5 millones de dólares); Guyana (0,05 mil millones de Kw-h; 1,19 millones de dólares); Uruguay (2,23 mil millones de Kw-h; 47,50 millones de USD); y, Venezuela (34,18 mil millones de Kw-h; 690,3 millones de dólares).

²⁰⁶ La reducción de las pérdidas a un nivel del 10%, como propuesta para los países citados, da consigo una reducción de la capacidad instalada y esperada a futuro. Las reducciones por cada país de dichas capacidades, con sus respectivos costos de instalación evitados fueron: Argentina (4,40 Gw; 5,88 mil millones de dólares); Bolivia (0,21 Gw; 318,1 millones de dólares); Brasil (19,52 Gw; 33,3 mil millones de dólares); Colombia (2,33 Gw; 4,4 mil millones de dólares); Ecuador (1,14 Gw; 2,59 mil millones de dólares); Guyana (0,02 Gw; 40,9 millones de dólares); Uruguay (0,45 Gw; 600 millones de dólares); y, Venezuela (7,18 Gw; 10,1 mil millones de dólares).

²⁰⁷ A medida que la electricidad viaja por las líneas eléctricas se pierde energía debido a la resistencia que ofrecen las mismas, por tanto, una manera de combatir estas resistencias será a partir del aumento de la eficiencia del sistema, el cual resulta incluso de aumentar el voltaje de las líneas y utilizar materiales altamente conductores. Aunque el mejor modo de disminuirlas es reducir la distancia entre generación y consumo, por ello, las redes eléctricas futuras tratarán de acercar productores y consumidores, por lo que se sustituiría largos trayectos del transporte por multitud de pequeños centros de generación (Endesa, 2011, 29 de diciembre).

los diversos sectores amplios de la población; que, posteriormente, promovieron voces de re-estatización de las empresas nacionales (Ruiz-Caro, 2006, p.19). Se sugiere, por tanto, que las medidas vayan acordes con la nueva visión regional en el que se permita coexistir al estado junto al capital privado, y en el que sus esfuerzos sean guiados por una voluntad política regional homogénea, con visión económica y con vocación social. En todo caso, la integración energética suramericana lleva implícito el concepto de desarrollo sostenible, visión particular al que se ha denominado integración integral.

Paralelamente, la región posee un potencial que deberá ser valorado y tenido en cuenta al momento de formular medidas y estrategias que encaminen esta integración energética, pues dicho potencial no sólo involucra las capacidades materiales, sino también, las experiencias y sinergias provenientes tanto de empresas públicas y privadas y de cada uno de los países que componen UNASUR. Por tanto, las medidas emprendidas deberán ser vistas como estrategias a fin de convertir a la integración energética como instrumento eficaz y eficiente, que garantice el desarrollo de la región y también su seguridad en el abastecimiento energético.

CAPÍTULO 4

4. EL CAMINO HACIA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA: ASPECTOS POR ALCANZAR Y SUPERAR.

4.1. Introducción del capítulo.

Con la presentación de este último capítulo se cierra el amplio análisis generado en torno al tema de integración energético suramericano. En todo caso, la finalidad aquí es, por un lado, presentar una serie de proyectos actualmente vigentes y con los cuales se podrá observar la preferencia regional por el bilateralismo, fundamentalmente, muy a pesar de que el proyecto original presume que la vía multilateral materializaría de mejor manera sus intentos de integración. A su vez, con estos proyectos se observa además el desprendimiento directo que tienen en relación con los objetivos regionales originales. Por otro lado, la siguiente finalidad de este mismo capítulo será enunciar y discutir las acciones complementarias pendientes por realizar para que este proceso energético no pierda su visión original.

Con respecto a la tendencia bilateralista por el cual está optando la región, muy a pesar de la visión original, se reconoce que estos proyectos se encuentran avanzando en esta línea. Pero no han trascendido en el campo del desarrollo muy a pesar de que IIRSA, a través de sus EID, los haya diseñado para crear dinámicas y articulaciones económicas interregionales, y en el cual se implican a más de un país; sino por el contrario, se han constituido en la práctica como proyectos exclusivamente energéticos. Así también, sólo se la ha orientando a crear mayores vínculos comerciales energéticos sin que se creen beneficios directos hacia la población. No obstante, se la engendró con el fin de aprovechar las sinergias, la infraestructura y los recursos disponibles de sus países miembros, y que a través de su integración física, operativa y comercial se beneficien grandes segmentos de la población.

Bajo estas premisas, queda al descubierto el enfoque mercantilista con el que se ha estructurado a los proyectos emprendidos, y cuya responsabilidad subyace plenamente en IIRSA como único instrumento para llevarlos a cabo; de hecho, entre los proyectos contemplados ninguno se orienta a disminuir pobreza ni iniquidad social. Por tanto, cada vez se hace más plausible la necesidad de que esta iniciativa energética retome sus condiciones originales con los cuales nace.

4.2. Avances de cooperación energética entre países suramericanos.

Los intentos de avanzar hacia la integración energética por una vía multilateral, en Suramérica, han resultado un poco escabrosos hasta el momento más allá de los acuerdos y tratados firmados hasta la fecha; en contraparte, sus avances reales se han orientado más en el plano bilateral (Ruiz-Caro, 2010b, p.10-75), lo que parece atestiguar que la trayectoria suramericana seguirá el mismo sentido tomado en Centroamérica, para luego buscar un marco integrador común. De ello, queda clara la responsabilidad que deberá asumir la región, el cual será encaminarse hacia una política energética común y en el que se involucre tanto a actores estatales, no estatales, mecanismos de cooperación, organismos multilaterales y, sobre todo, priorice las nuevas tecnologías.

Para Bodemer (2010, p.179), las condiciones actuales suramericanas son óptimas para una mayor coordinación e integración. Por un lado, el subcontinente cuenta con suficientes reservas para cubrir sus propias necesidades regionales por décadas; por otro, cuenta con un excedente marginal de energía entre producción y consumo, lo que le hace disminuir presión dentro de los mercados internacionales de energía. Pero es también cierto que a partir de las tasas de crecimiento económico regionales, y que se mantendrán a futuro²⁰⁸, el subcontinente requerirá de mayores niveles de consumo energético. Es así que, tanto la planificación como la identificación de sus oportunidades resultan aspectos importantes para poder conducirse hacia un tipo de integración sólida, y que propicie consecuentemente un camino estable para el fomento de demás proyectos y que generen otras oportunidades conexas.

Para Zanoni (2006, p.182), los objetivos de la integración energética deberán ser claros con el fin de revertir las deficiencias regionales y que estos contribuyan con el aumento de su competitividad, a su vez, se deberá crear un marco donde se implementen políticas que, adaptadas a las necesidades presentes, brinden también respuestas futuras. Ahora bien, a partir de esto se entiende perfectamente que cada país suramericano tendría que asumir un rol específico por el cual dirigirse, en el que se

²⁰⁸ De acuerdo a los datos estadísticos mostrados por el Banco Mundial (BM) la región suramericana mantuvo una tasa de crecimiento por encima del 5% en los últimos siete años (2004-2010), con excepción del 2009 (BM, en línea, ref.: de 09 de diciembre de 2011); y según el FMI, hacia el 2016, su crecimiento promedio anual se encontraría en torno al 4,25% (FMI, en línea, ref.: de 09 de diciembre de 2011). De acuerdo a los datos mostrados en el informe IEO-2011 la región conjunta de Centro y Suramérica crecerá, hacia el 2035, en más del doble (US-EIA, 2011, p.160, Tabla A.3).

exploten sus recursos basados en complementariedades energéticas, sin olvidar que esto conllevará grandes esfuerzos económicos. De ello, se indica también la importancia de vincular a la integración energética hacia demás campos sectoriales de integración y no implique, exclusivamente, el intercambio y comercio energético entre estados. De esta manera se aprovechará así plenamente la intensidad económica que se dará dentro del mercado energético suramericano en las próximas dos décadas.

Pero no es casualidad que en los tiempos recientes se piense en un despliegue económico para despertar las potencialidades energéticas de la región, sino obedece a la importancia cada vez mayor de generar un aseguramiento energético propio e impulsar el enorme potencial de complementación entre productores y consumidores (Bodemer, 2010, p.182). Mientras tanto, a partir de las recientes crisis energéticas que también han llegado a Suramérica, y al encontrarse la región con dotaciones energéticas desiguales entre sus países, se han realizado una serie de iniciativas conjuntas en base a interconexiones y proyectos que dan indicios de que sus relaciones se estrechan cada vez más.

4.2.1. Sector petrolero.

En la región, dentro de esta década, las mayores inversiones se darán dentro del campo petrolero, principalmente dentro de los países de Venezuela, Brasil y, en menor medida, Argentina, Colombia, Bolivia y Ecuador. En unos se orientará para intensificar la exploración y en otros para lograr un incremento de producción con la respectiva ampliación de su infraestructura para el tratamiento de los mismos.

i. Venezuela.

En el caso de Venezuela, de acuerdo al informe de Gestión Anual 2011 de PDVSA, este país necesitará una inversión estimada de más de 170 mil millones de dólares hacia el año 2021 para desarrollar la Franja Petrolífera del Orinoco. Por ahora, estos capitales participativos para la conformación de empresas mixtas, junto a la estatal PDVSA (con más del 60% de la inversión), han provenido principalmente de inversiones china²⁰⁹, italiana²¹⁰, española, rusa, japonesa, inglesa, entre otras (PDVSA,

²⁰⁹ El gobierno venezolano ha realizado acuerdos con China, país que se ha comprometido en realizar inversiones para la explotación de bloques de petróleo y la construcción de una refinería en la población de Cabruta (Centro de la faja). Estas inversiones en general permitirán que Venezuela incremente su nivel

2012, p.44-46, p.77 y p.87). Pero a nivel interregional también se han dado indicios de participación dentro territorio venezolano, de hecho, Petroecuador (Ecuador) en el año 2011 firmó un memorándum de entendimiento con PDVSA para su participación dentro de la empresa mixta preexistente entre Corporación Venezolana de Petróleo (CVP, filial de PDVSA) y Petropars Limited (República Islámica de Irán). Esta empresa mixta tendría como finalidad la cuantificación, certificación y explotación del campo Dobokubi (Venezuela) por unos veinticinco años (Ibíd., p.98). Ya en otros casos, PDVSA, junto a las empresas argentinas de Pluspetrol y Enarsa se encuentran desarrollando un memorándum de entendimiento para la constitución de una empresa mixta con el fin de explotar los campos venezolanos de Cachicamo, Caricari, Socorro y Yopales Norte (Ibíd., p.100).

De igual manera, la participación venezolana en proyectos fuera de su territorio ha sido también evidente, lo que le ha permitido concentrar un conjunto de actividades en países como Bolivia, Ecuador, Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay. En Bolivia, la principal estrategia ha sido, y es, desarrollar negocios aguas arriba (upstream) de la cadena de hidrocarburos, estas actividades abarcan la exploración de bloques subandinos en alianza con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, Venezuela ha establecido en territorio boliviano la ampliación progresiva de la colocación de volúmenes de combustibles y productos hidrocarburíferos a través del Acuerdo de Cooperación Energético de Caracas, y ha marcado además el claro objetivo de posicionar la marca PDV mediante la instalación de estaciones de servicio y venta de lubricantes.

En Ecuador la principal estrategia venezolana consiste en el desarrollo de proyectos y negocios a largo plazo en toda la cadena de valor de los hidrocarburos. Entre las actividades que se han desarrollan en este país han sido principalmente la

de exportaciones y se mantenga como uno de los principales proveedores de China, a su vez, este nivel de inversiones propiciados también incrementaría el carácter exportador venezolano de derivados hacia Europa (El Universal, 2010, 03 de diciembre).

²¹⁰ La empresa italiana ENI invertiría hasta 7 mil millones de dólares hacia el 2018, con el propósito de lograr una producción de 240 mil barriles diarios (38 mil m³/día), y que junto a otros capitales mixtos se crearía una refinería en Anzoátegui (El Tiempo, 2011, 15 de julio). A su vez, PDVSA invertiría hasta 4 mil millones de dólares para la realización del Proyecto de Conversión Profunda, este proyecto permitiría que crudos pesados y extra pesados procedentes de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) sean tratados, convertidos y valorizados en productos más livianos y de alta calidad en el complejo mejorador de Puerto La Cruz – Anzoátegui (El Universal, 2011, 30 de marzo).

exploración del Golfo de Guayaquil; y la explotación y optimización de pozos petroleros en el oriente ecuatoriano, junto a sus servicios de perforación. En 2011 PDVSA Ecuador S.A (Filial de PDVSA, Venezuela) y Petroecuador (Ecuador) dieron su compromiso para mantener vigente el proyecto “Complejo Refinador y Petroquímico del Pacífico Eloy Alfaro Delgado” llamado también simplemente “Refinería del Pacífico” (explicado en mayor detalle más adelante). En esta misma línea de cooperación energética, PDVSA inauguró en el 2010 una planta de preparación y envasado de lubricantes en Guayaquil (Ecuador) (Correo del Orinoco, 2010, 26 de marzo), que para 2011 ubico una producción de 2,7 millones de galones (10.220,6 metros cúbicos), lo que implica el 15% del mercado ecuatoriano (PDVSA, 2012, p.164).

Dentro de Argentina, PDVSA se ha preocupado por el desarrollo de proyectos y negocios a largo plazo de toda la cadena de valor. En el marco del “Acuerdo de Convenio Integral de Cooperación”, la empresa venezolana ha suministrado al mercado argentino un volumen anual de 24,6 mil barriles diarios de gasoil y fuel oil. Además, se incrementó la participación de PDVSA en la empresa mixta Petrolera del Cono Sur, S.A., que en la actualidad abarca el 94,38% de las acciones, y cuyo fin es la implementación de una red de almacenamiento, transporte y distribución de combustibles y lubricantes, así también, mantuvo su compromiso para la instalación de futuras estaciones de servicio PDV.

La estrategia de PDVSA dentro de Brasil es el desarrollo de los negocios aguas abajo (downstream) en la cadena de valor de los hidrocarburos. En la actualidad PDVSA Brasil (filial de PDVSA, Venezuela) ha orientado sus esfuerzos para concretar su incorporación al proyecto de la Refinería Abreu e Lima y respaldar su correspondiente cuota. Así también, dentro del país brasileño se han realizado inversiones para la manufactura y envasado de lubricantes, y se ha establecido además como estrategia comercial la incorporación de estaciones de servicio con marca PDV.

Ya en Uruguay, la estatal PDVSA se ha preocupado por el desarrollo de negocios y proyectos aguas abajo en la cadena de valor de los hidrocarburos, aunque se destaca la continuidad en el suministro de petróleo a Uruguay bajo el acuerdo de cooperación de Caracas, el mismo que se ubicó en 9,7 miles de barriles diarios de

petróleo (1,54 miles de metros cúbicos/día), a su vez, se puso en marcha la estrategia de abastecimiento de lubricantes PDV. Cabe señalar que en 2010 Uruguay y Venezuela acordaron también la visualización de un proyecto para procesar crudo de la Faja del Orinoco en la Refinería La Teja (Uruguay) y la construcción de facilidades de almacenamiento de crudo en la República Oriental (Abre Brechas, 2012, 7 de abril). Bajo un marco de cooperación energética, PDVSA Uruguay S.A. (filial de PDVSA, Venezuela), junto con la estatal uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), constituyeron en el 2007 la empresa mixta Alcoholes de Uruguay S.A. (ALUR) con una participación accionaria del 10% (PDVSA) y 90% (ANCAP) respectivamente (PDVSA, 2012, p.167).

En Paraguay la estrategia venezolana ha sido un poco diferente que en los demás casos, dentro de este país su estrategia se fundamenta en apalancar el cambio de patrón energético a favor del ambiente, puesto que posee un gran potencial para su explotación. Esto ha llevado a Venezuela a proponer una alianza con este país, para así poder migrar hacia otras fuentes de energía y contribuir a un desarrollo energético sustentable. Ya en la misma línea anterior, se contempla la comercialización de combustibles y lubricantes, el desarrollo de su capacidad local para el almacenamiento y logística, y posicionar la marca PDV a través de estaciones de servicio futuros dentro de territorio paraguayo.

ii. Brasil.

Para este país suramericano todas las perspectivas cambiaron con el descubrimiento de las reservas de Presal, reservas que podrían doblar las reservas probadas de petróleo en cinco años más, luego de que se declaren comerciales estos yacimientos. Es por esto que Brasil se presenta como un país, dentro de la región, con enorme potencial de desarrollo en la producción petrolífera; y, con su estabilidad política, se levantará como un importante foco para muchas más inversiones. En la actualidad, el objetivo de Brasil es garantizar su abastecimiento nacional energético y convertirse en un potencial exportador de petróleo.

A través del “Plan de Negocios de Petrobras 2010-2014” se dispusieron de 224 mil millones de dólares, de los cuales el 53% se destinaría a exploración y explotación; mientras que el 33% se invertiría en la ampliación de instalaciones de refinamiento,

mejora en la calidad de estos productos y en la ampliación de sus flotas de distribución. La perspectiva de las grandes inversiones de Petrobras ha creado, a su vez, grandes expectativas no solo en el mercado brasileño, sino también en empresas internacionales del área energética o simplemente vinculadas al sector. Muchas de las empresas regionales ya han manifestado su interés de participar en los múltiples proyectos, aunque se prevé que, del monto total, el 95% se invertirá en el mismo Brasil.

Para el caso de las inversiones de los países suramericanos dentro de Brasil, figura principalmente Venezuela a través de PDVSA do Brasil (filial de PDVSA), el mismo que se encuentra realizando los esfuerzos respectivos para llevar adelante la construcción de la Refinería Abreu e Lima, y en el cual PETROBRAS tendrá una participación del 60%, y PDVSA de un 40%. Esta refinería tendría una capacidad de procesamiento de 230 mil barriles diarios de petróleo (36,57 mil metros cúbicos/día), cuya materia prima provendría en un 50% desde los campos de Carabobo (Faja Petrolífera del Orinoco-Venezuela) y el otro 50% desde los campos de Marlim (Bahía de Santos de Brasil) (PDVSA, 2012, p.166). El costo total de dicha refinería cubriría el aproximado de 14 mil millones de dólares, aunque en la actualidad existen inconvenientes sobre la decidida participación de PDVSA en el proyecto (El Universal, 2012, 19 de septiembre).

iii. Ecuador.

Este gobierno ha mantenido un crecimiento esperado en el área de las inversiones petroleras, basado en las inversiones que están realizando las empresas petroleras extranjeras las que, luego de la renegociación de sus contratos y que fueron sujetas a finales de 2010 ⁽²¹¹⁾, están dichos compromisos de inversión.

Por otro lado, Ecuador tiene en firme la meta de la construcción de la Refinería “Complejo Refinador y Petroquímico del Pacífico Eloy Alfaro Delgado”²¹², fijada en

²¹¹ En Agosto del 2010, las empresas petroleras que operaban en Ecuador tuvieron una reconversión del tipo de contrato, pues se las pasó de socias a operadoras de las áreas concesionadas. Con el nuevo pacto, el Estado es dueño del crudo y el principal beneficiario de su comercialización al recibir el 80% de la renta (CEPAL, 2011, p.38 y Hoy.com.ec, 2010, 02 de diciembre).

²¹² Dentro de Ecuador, la Alianza estratégica con Venezuela se fundamenta con el Decreto Ejecutivo 799, con el cual se expidió el Reglamento para poder celebrar convenios o acuerdos de cooperación bilateral con otras empresas estatales petroleras. A su vez, el 28 de abril de 2007, se suscribe, en la ciudad de Caracas, el Acuerdo de Básico de Cooperación entre ambos gobiernos, mediante el cual las partes se

principio para el 2015 y reprogramada ahora para el 2017 (Ciudadanía Informa, 2012, 28 de septiembre), con una inversión de 11.766 millones de USD. Este proyecto estratégico le permitirá a Ecuador ahorros por 3 mil millones de dólares en importaciones de derivados de petróleo²¹³. Esta iniciativa resulta de la cooperación energética impulsada junto con PDVSA (Venezuela), el cual tendría una participación del 49% (PDVSA, en línea), mientras que Petroecuador (Ecuador) tendría el restante. Adicionalmente, entre estos países se suscribieron, en mayo de 2012, cuatro acuerdos de cooperación bilaterales; el primero, que consistió en mantener el acuerdo de intercambio de crudo desde Ecuador por productos refinados provenientes de Venezuela, y que fue originalmente firmado en el año 2007. El segundo, tiene que ver con el resultado de la evaluación financiera de la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro y que también involucra un contrato de suministro de crudo por parte de Venezuela. Mientras tanto, el tercero y cuarto involucraron temas en materia de intercambio comercial y aduanas (Telesur, 2012, 14 de mayo).

En el campo de los oleoductos, Ecuador posee dos; el primero, construido con capital estatal en el año de 1970 y que fue llamado Sistema de Oleoducto Trans-Ecuatoriano (SOTE), este oleoducto tiene una capacidad de 400 mil barriles diarios (64 mil m³/día) y una longitud de 310 millas (192,7 Km). El segundo, llamado Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que opera desde el año 2003 y fue creado con 100% de capital privado, sin ningún riesgo para el país. Este último tiene una capacidad de 450 mil barriles diarios (72 mil m³/día), y cuenta con una longitud de 300 millas (186,4 Km), aunque en la actualidad opera a un 30% de su capacidad. Al día de hoy existe un posible acuerdo con pequeños productores colombianos para poder utilizar la infraestructura de OCP y sacar de la selva amazónica sus producciones⁽²¹⁴⁾.

comprometieron a promover, de conformidad con sus respectivas legislaciones internas, la cooperación horizontal en las áreas de interés común. Ya el 26 de junio de 2007, y ratificada el 14 de agosto de 2007, PDVSA (Venezuela) y Petroecuador (Ecuador) resuelven aprobar la ejecución del proyecto para la construcción de la refinería de petróleo y obras complementarias en la provincia ecuatoriana de Manabí. Para mayores detalles sobre esta refinería se aconseja visitar Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP-CEM (en línea).

²¹³ Cabe señalar que Ecuador, a pesar de tener el estatus de exportador de petróleo, produce mayormente productos pesados de derivados de petróleo, como fuel-oil, e importa derivados más refinados como gasolina, diesel y GLP.

²¹⁴ En la actualidad, existen negociaciones con pequeños productores del sur de Colombia para canalizar su crudo a través de OCP, algo que podría ocurrir a mediados del 2012. Tal declaración la habría dado el jefe de la Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombiana, dentro del I Seminario Latinoamericano y del Caribe de Petróleo y Gas realizado en Quito en 2011 (citado en El Mundo, 2011, 24 de mayo).

iv. Resto de países.

Con respecto a Argentina, este país presentó en el año 2009 un agresivo plan exploratorio para yacimientos hidrocarburíferos, luego de sus bajos niveles de exploración y explotación²¹⁵ que se tenían a la fecha, a este proyecto fue llamado “Proyecto de Futuro Programa de Desarrollo Exploratorio 2010/2014”. De este proyecto se han logrado importantes descubrimientos en recursos no-convencionales tanto en Loma La Lata como en el bloque Bajada de Añelo, de ello, han surgido los intereses de capitales canadiense, chino y ruso²¹⁶ tanto en temas de exploración como en producción de derivados. Aunque luego de la nacionalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), los gobiernos de Venezuela y Argentina han declarado su interés por el impulso de mayores relaciones en materia energética. De hecho, y en aspecto recíproco, las autoridades venezolanas se han encontrado dispuestas a que YPF participe dentro de la Faja del Orinoco, mientras tanto, a la fecha se encuentra en fase operativa la otra estatal argentina Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). En la actualidad, ambos gobiernos son socios para la explotación de petróleo en suelo argentino (Venezuela, MPPRE, 2012, 24 de julio).

En el caso de Bolivia, este país ha emprendido una fuerte estrategia en exploración desde 2011⁽²¹⁷⁾, es así como en dicho país se habrían invertido 1.163,3 millones de dólares, el 42% proveniente desde el conjunto de sus empresas estatales (YPFB Chaco, YPFB Andina e YPFB Petroandina), y el restante habría provenido de capital privado. En general, este monto se habría orientado principalmente en explotación, exploración y mejoramiento de campos tanto de petróleo como de gas natural (Opinión, 2011, 11 de abril). Para esto, en el 2006 los gobiernos de Bolivia y Venezuela firmaron varios acuerdos dentro del marco del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, y con los cuales apuntan a fomentar una integración energética entre ambos países. En todo caso, uno de estos convenios estableció las bases para la colaboración técnica y operacional, a su vez, otro convenio estableció el compromiso de

²¹⁵ A partir del año 2001 se observa un descenso continuado en los niveles de explotación de petróleo crudo en Argentina, de hasta el 17% entre 2001 y 2011, esto de acuerdo a los datos estadísticos mostrado en US-EIA (en línea, ref. de 10 de octubre de 2012).

²¹⁶ En mayo de 2011, Lukoil expresó su interés en invertir en exploración tanto on-shore como off shore, en la Argentina (Prensa Argentina, 2011, 23 de mayo).

²¹⁷ El agresivo Plan de Exploración establece que en el país existe un potencial gasífero de 54.000 mil millones de pies cúbicos y un potencial petrolífero de 1.409 millones de barriles (Oil Production, 2011, 25 de abril e Hidrocarburos Bolivia, 2011, 10 de abril).

Venezuela en ofrecer a Bolivia asesoría en el uso de su gas y la asistencia para reestructurar su petrolera YPFB (Obando, 2008, p.124). En este sentido, el acuerdo incluyó la posibilidad para la constitución de empresas de riesgo compartido entre PDVSA (Venezuela) e YPFB (Bolivia) (Business News Americas, 2006, 25 de enero).

Ya en torno a las relaciones entre Bolivia y Ecuador, en abril de 2012, ambos países firmaron un convenio; su propósito fue establecer las bases para una relación institucional que impulse y promueva la cooperación bilateral en asuntos relacionados a hidrocarburos. Así también, para la generación de beneficios mutuos bajo un marco de igualdad de condiciones y de reciprocidad. Dentro del convenio suscrito se encontraron áreas como la planificación de hidrocarburos, planteamientos acerca de la estructura de las matrices energéticas, y se incluyeron temas de eficiencia energética en todos los sectores (ERBOL, 2012, 5 de abril).

Acerca de Colombia, de acuerdo a las declaraciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombiana la inversión dentro del sector petrolero para los próximos 10 años podría bordear los 100.000 millones de dólares; de este monto, el 50% provendría de la empresa estatal Ecopetrol y el otro 50% de capitales privados. Con respecto a su relación con países vecinos, existen en la actualidad negociaciones entre pequeños productores -del sur de Colombia- y el grupo que opera el oleoducto OCP (en territorio ecuatoriano), básicamente, porque existe la visión a corto plazo de canalizar el crudo colombiano, relegado en su parte más suroriental, y sacarlo desde Lago Agrio (Ecuador), pues en la actualidad se lo hace a través de carretera, con lo que se generan muchas dificultades. Bajo una visión de largo plazo, existe una opción sobre la construcción de un oleoducto en territorio colombiano, entre Bogotá y Orito (frontera con Ecuador), el cual tendría una extensión de 700 Km con un costo de 2 mil millones de dólares (Vanguardia, 2011, 12 de julio).

Ahora bien, más allá del auge petrolero que se ha despertado en los últimos años en Colombia, existe una serie de elementos que generan incertidumbres en el país, por ejemplo, la ausencia importante de hallazgos de reservas hidrocarburíferos, el agotamiento de sus pozos existentes o, más aún, la falta de infraestructura cuyo reforzamiento se encontraría condicionada por los dos factores anteriores. Por tanto, a

Colombia le resulta crucial consolidar las inversiones futuras previstas en temas de exploración, para que este auge de crecimiento mantenido en los últimos años se prolongue en la mayor medida posible.

Con respecto a Perú, en la actualidad se halla inmerso dentro del proyecto para la ampliación de su sistema de transporte de crudos pesados desde su región nororiental, el que limita al norte con Ecuador y que, para hacerlo más atractivo, se encuentra en negociaciones con este país vecino para la construcción de un ramal que llegue hasta el suelo suroriental ecuatoriano. El proyecto apunta principalmente a transferir crudo desde la cuenca del Marañón hasta la terminal marítima peruana Bayóvar, a través del oleoducto Nor-Peruano, proyecto que a su vez hará mucho más atractivo a los bloques circundantes orientales (Business News Americas, 2011, 07 de noviembre).

En términos generales, todo indica que la producción energética será ardua en la región para la próxima década, por lo que la opción de su integración sectorial deberá ocupar una posición relevante en las agendas de los países. De esta manera se ayudaría también a crear un clima de seguridad a nivel de inversiones, lo que conlleva a su vez beneficios múltiples. Sin embargo, dichos proceso de integración energético se los deberá vincular con la creación de mecanismos que permitan la convergencia de los intereses regionales y que estos no adquieran una complejidad difícil de manejar.

4.2.2. Sector gasista.

Al considerar que los mercados gasistas no se encuentran tan bien integrados como el petrolero a nivel mundial, la relevancia de contar con un marco común de intercambio dentro del sector se vuelve mucho mayor en la región. De hecho, en Suramérica se podría atenuar cualquier potencial de inestabilidad y conflicto como el que se suscito por ejemplo entre Chile y sus países vecinos de Bolivia y Argentina (Sanahuja, 2010, p.104), aunque dicho tema deberá ser diseñado con mucho cuidado bajo una perspectiva de futuro. Debe recordarse que el intercambio de gas natural en Suramérica tuvo un desarrollo disparejo, y que se concentró fundamentalmente alrededor de las disponibilidades de Bolivia, Argentina y, en menor medida, de Venezuela, de lo cual, estos intercambios se hicieron principalmente entre los países del MERCOSUR (Guzmán, 2008, p.71).

Ya en la actualidad se podrían crear diferentes razonamientos sobre las orientaciones que tendrían el mercado y la creación de su infraestructura a corto y mediano plazo. Pues bien, los países de Venezuela, Argentina, Bolivia y Perú podrían considerarse neurálgicos dentro del tema gasista, pero como ya vimos en el capítulo anterior sobran razones para el descarte de la mayoría de éstos. En principio, Venezuela queda descartada a pesar de contar con el 77% de las reservas suramericanas (figura C.14, Apéndice C), puesto que alrededor del 90% de sus reservas gasíferas están asociadas a la producción de petróleo²¹⁸, incluso, se considera que el déficit de gas que sufre en la actualidad obedece al incumplimiento en los planes de producción trazados (América Economía, 2011, 2 de mayo). Pues para el 2011 se calculó que este déficit venezolano se encontró entre los 2.000 y 2.200 millones de pies cúbicos diarios (56-62 millones de metros cúbicos día) (El Universal, 2011, 14 de abril).

En cuanto a Argentina, sufre de igual manera un déficit que se ha acentuado desde el año 2008, por ello, queda descartado también como eje. Aunque, y de acuerdo a la US-EIA (en línea-a), posee una cantidad equivalente a 741 billones ⁽²¹⁹⁾ de pies cúbicos (22 billones de metros cúbicos) recuperables de shale gas (arcillas gasíferas, no-convencionales). Esto lo convertiría en el país con la tercera mayor reserva mundial de este tipo, detrás de China y EEUU, pero sin duda para que exista un desarrollo en la explotación de esta fuente requerirá de una inversión importante de recursos; por ello, no cabe duda que en un futuro próximo se convierta en un foco importante de producción. Posteriormente, Bolivia queda también descartado como país neurálgico, y aunque en principio generó las expectativas de ser un gigante del gas, al día de hoy existen dudas y escepticismo sobre el potencial de sus reservas, básicamente, luego de que un informe elaborado en el año 2010 por la firma estadounidense RYDER SCOTT, el cual redujera a un tercio dichas reservas (El Día, 2011, 6 de abril). Otro aspecto que ha perjudicado el escenario boliviano ha sido el riesgo político en el sector de la energía y la participación extranjera en el área, más allá de las intenciones del gobierno en atraer inversión privada al día de hoy.

²¹⁸ Para Bodemer (2010, p.196), el 70% del gas producido por Venezuela se lo emplea para la producción de Petróleo, y esto no cambiará mucho con la producción futura, de la cuenca del Orinoco, ya que también la producción de petróleos ultra-pesados dependerá en gran medida del uso del gas para su extracción y procesamiento.

²¹⁹ Ver *nota 112*.

Yace ahora bajo expectativas prometedoras el caso de Perú, pues este país contiene el 5% de las reservas suramericanas (Figura C.14, Apéndice C) y consume solo el 75% de su producción (Tabla D.20, Apéndice D), por lo que mantiene un margen para la exportación con la posibilidad de incrementarlo a futuro. La principal reserva de gas peruano se encuentra en la región de Camisea; mientras tanto, “Madre de Dios” es otro importante campo que, según expertos, podría albergar capacidades tan importantes como las de Camisea (RPP Noticias, 2012, 25 de mayo). Cabe señalar que Perú, para el 2011, ya se apuntó como país exportador de este producto al realizar exportaciones hacia diversos destinos, entre ellos: Brasil, México, Estados Unidos, Canadá, España, Bélgica, China, Corea y Japón (La República, 2011, 19 de abril).

Por tanto, bajo estos primeros elementos sugeridos se nos podría indicar hacia donde se cimentarán las relaciones de complementación gasista, cooperación e incluso concertación de políticas, pero debe tenerse en cuenta que estos primeros elementos presentados no son los únicos aspectos que definirán el panorama futuro, también lo realizarán las relaciones y experiencias preexistentes; e, incluso, la infraestructuras de gas con las que se cuenta en la actualidad y las que se están construyendo. De hecho, para Bodemer (2010, p.201), desde una perspectiva amplia se deberá evaluar toda iniciativa de integración energética que como conjunto ha experimentado la región en los últimos tiempos, este análisis es fundamental pues ayudará a superar las dinámicas de fragmentación y cualquier tendencia regresiva que desmarque el camino hacia la seguridad energética regional.

i. Argentina

Este país cuenta en la actualidad con 18.269,0 millas (11.354,3 Km) de gasoductos (CIA, citado en US-EIA, en línea-a), los cuales le permiten mantenerse conectados con Brasil, Chile, Uruguay y Bolivia. Además, este país se encuentra actualmente con el ambicioso plan para la construcción del “Gasoducto del Noreste Argentino” (GNEA), con éste planea conectar a todo el noreste argentino y así suministrar gas procedente de Bolivia²²⁰. Previamente, en Junio de 2011 se inauguró

²²⁰ De acuerdo a la empresa estatal ENARSA, consigna que son 378.000 los potenciales usuarios en las seis provincias que se beneficiarán con el GNEA, y que los beneficios del gas llegarán a 31 localidades de Chaco, 26 de Corrientes, 32 de Formosa, 1 de Salta y 34 de Santa Fe. A su vez, la longitud del GNEA,

entre Bolivia y Argentina un pequeño gasoducto denominado “Gasoducto de la Integración Juana Azurduy” (GIJA), con una extensión de 48 Kilómetros y que sirve para unir a Tarija (Bolivia) con el GNEA. La finalidad de este gasoducto, que va desde Bolivia hacia Argentina, permitirá elevar la provisión de gas natural en un promedio de 7,7 a 27,7 millones de metros cúbicos de forma progresiva hasta el año 2026 (Infoprocoop, 2011, 07 de julio).

Dentro del mismo panorama, el GNEA se vincula también con el Gasoducto Aldea Brasileira (Argentina) – Uruguaiiana (Brasil) – Porto Alegre (Brasil); no obstante, el primer tramo de gasoducto entre Argentina y Brasil fue realizado entre Aldea Brasileira y Uruguaiiana con una inversión de 200 millones de dólares, los cuales fueron absorbidos completamente por la empresa privada, aunque aún falta la construcción de plantas compresoras adicionales que tendrían una inversión adicional de 80 millones más. En cuanto al segundo tramo, este requerirá una inversión de 230 millones de dólares que, una vez concluida su extensión hasta Porto Alegre, permitirá disponer de una mayor oferta de gas en la zona. Este producto provendría desde la Cuenca de Neuquén en el sur de Argentina, y su uso estaría confinado para la producción de energía termoeléctrica (IIRSA, en línea-j)²²¹. A pesar de ello, existen versiones que este tramo (Uruguaiiana-Porto Alegre) no será construido, principalmente, por las limitadas reservas que habría presentado Argentina, por lo que Brasil ha apostado en mayor medida por su abastecimiento directo desde Bolivia, a través de su gasoducto Santa Cruz (Bolivia) - Sao Paulo (Brasil), con un ramal hacia Porto Alegre (Brasil).

A su vez, Argentina, luego del desabastecimiento de Gas que ha sufrido en los últimos años, se planteó el trabajar con plantas regasificadoras flotantes lo que le permitirá importar dicho producto y cubrir así su demanda interna. De esto último, se condujo a firmar un acuerdo con Uruguay, en febrero de 2011, para que ambos países se

con el recorrido de las cinco provincias, será de aproximadamente 4.131 Kilómetros, de los cuales 1.448 corresponden con la cañería principal (Formosa.Gob.Ar, 2011, 01 de julio y Bank Information Center, 2011, 27 de junio).

²²¹ IIRSA, incluyó a ambos proyectos, Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) y Gasoducto Aldea Brasileira-Uruguaiiana-Porto Alegre, al Eje Mercosur-Chile. En su documento “Planificación Territorial Indicativa 2004” se recogieron cinco grupos de proyectos, ambos proyectos se encuentran estipulados en el grupo cinco (IIRSA, 2004, p.160 e IIRSA, 2010, p.220).

beneficien de un proyecto común²²², sin embargo, a la fecha ha existido un divorcio entre ambos países dentro de la iniciativa, por lo cual sólo Uruguay sacará adelante este proyecto, pero aún así deja abierta la posibilidad de abastecer a Argentina por esta vía (Uruguay, 2012, 14 de agosto). Es importante mencionar que a raíz de la relación favorable entre estos países se estimaba la posibilidad de construir en territorio uruguayo un gasoducto entre sus ciudades de Paysandú y Colonia, lo que habría permitido aumentar los intercambios de gas natural entre Argentina y Uruguay, y así también, potenciar la posibilidad de que la planta de regasificación este completamente en territorio uruguayo²²³.

Con respecto a la relación entre Argentina y su país vecino Chile, ambos se plantearon la posibilidad de intercambiar volúmenes de gas, en todo caso, Chile lo haría desde las plantas de regasificación que construyó en sus zonas costeras de Quintero y Mejillones (Vergara, 2010, 10 de septiembre).

ii. Bolivia.

Existe ahora mismo un aspecto positivo que cunde en la región suramericana y que involucra a este país como eje central, y es que tanto Uruguay como Paraguay apuestan por hacer de Bolivia un polo energético a partir de los bajos consumos que realizan este par de países. De hecho, estos gobiernos se encuentran decididos en profundizar un proceso de integración subregional al cual han denominado URUPABOL. Este convenio se plasmaría no sólo a partir de una integración física (carreteras), sino también sobre una integración energética en el campo de electricidad y gas. En cuanto al tema gasista que aquí se aborda, se prevé actualmente la construcción

²²² El proyecto conjunto entre Argentina y Uruguay, habría consistido básicamente en una planta regasificadora de gas sobre un barco y que habría abastecido de gas natural a ambos países. La operación de regasificación y transporte en principio se iba a iniciar en enero de 2013, con una producción inicial de 10 millones de metros cúbicos de gas por día; y, 15 años después, habría llegado a los 15 millones. Argentina en principio habría consumido 5 millones y Uruguay el resto, a su vez, cada país hubiese pagado el gas consumido (La Diaria, 2011, 25 de febrero y Foco Blanco, 2011, 26 de febrero).

²²³ Uruguay actualmente dispone de dos gasoductos que lo interconectan con el sistema argentino; el primero, el Gasoducto Cruz del Sur (GCDS) que abastece la zona sur; y, el segundo, el Gasoducto del Litoral que abastece la ciudad de Paysandú. El proyecto “Gasoducto Paysandú-Colonia” propone la interconexión de ambos gasoductos en territorio uruguayo que permitiría, además de llegar a otras localidades del interior del país, realizar importaciones desde Bolivia o de la cuenca del noroeste argentino. Es así que este proyecto evitaría el pasaje por el anillo de Buenos Aires, cuya capacidad impone restricciones de transporte hacia el sur de Uruguay. Además, con esto se garantizaba el abastecimiento tanto desde el punto de vista de la diversificación de proveedores (Argentina y Bolivia), como de vías de ingreso del gas (Sur o norte) (IIRSA, en línea-g).

de un gasoducto que formaría parte de un transporte multimodal (hidrovía-gasoducto), aunque a la fecha no está definida la vía y las formas exactas. Esta iniciativa surgió luego de plantearse el proyecto gasista-termoeléctrico entre Bolivia y Paraguay (IIRSA, 2004, sección IV.6 y CAF, 2004), para posteriormente brindar otra idea primaria como fue la construcción de un gasoducto que habría llegado hasta Uruguay²²⁴.

Son varios los proyectos que fueron impulsados por Bolivia y que aún se visualizan, a pesar de ello, este país se encuentra bajo la urgencia de generar u orientar inversiones en la búsqueda y explotación de yacimientos de gas, pues su necesidad primordial es poder cumplir con sus obligaciones contractuales y futuras con Argentina, Brasil y, ahora, con Uruguay y Paraguay, sin descartar las necesidades internas del país.

iii. Brasil.

Los campos de Espírito Santo y la Cuenca de Santos poseen la mayoría de sus reservas, pero también existen importantes reservas en el interior del país. Y a pesar de las importantes reservas de gas que posee, su producción ha crecido lentamente en los últimos años. Principalmente, debido a la falta de capacidad de transporte interno, a los bajos precios internos y, sobre todo, a que la mayoría del gas está asociado a la producción de petróleo (US-EIA, en línea-b). Cabe recordar que dentro de la matriz energética brasileña un poco más del 8% lo ocupa el gas, por lo que su consumo en términos porcentuales es relativamente bajo (Tabla D.1, Apéndice D).

Por su parte, la estatal Petrobras tiene un papel dominante en el suministro de gas natural en todo el país, mas, es responsable de la gran mayoría de las reservas y de las importaciones que se realizan desde Bolivia. Dentro de este aspecto, controla la red nacional para el transporte de gas, y que la conforman alrededor de 2.500 Km de

²²⁴ En el 2010, el gobierno de Bolivia planteó a Paraguay y Uruguay crear un proyecto donde un solo gasoducto no sólo llegue a Paraguay, sino también a Uruguay. En principio el gasoducto tendría una extensión de dos mil kilómetros y sería construido siempre que se reuniera la suficiente demanda con el fin de que el proyecto se justifique (Bolivia al día, 2010, 21 de julio e Hidrocarburos de Bolivia, 2011, 07 de junio). Posteriormente, este proyecto pasó a denominarse URUPABOL (Uruguay, Paraguay y Bolivia), y se le añadiría la construcción de dos centrales termoeléctricas a gas. En la actualidad el transporte del gas se lo ha analizado para un tipo de modalidad hidrovía-gasoducto, ya que la construcción bajo un solo gasoducto sería demasiado costoso; originalmente la trayectoria para dicho gasoducto habría sido Bolivia-Paraguay-Argentina-Uruguay (ABC Digital, 2011, 28 de enero). De manera ilustrativa, se indica que dentro del documento de IIRSA “Planificación Territorial Indicativa-2010”, dentro del Eje “Interoceánico Central”, en su grupo 1, figura la construcción del Tramo I; mientras tanto, en el mismo documento, dentro del Eje “Mercosur-Chile”, en su grupo 5, figura complementariamente el Tramo II (IIRSA, 2010).

gasoductos, distribuidos tanto en el noreste como en el sureste del país. Aunque en marzo de 2010, se unieron estos dos mercados con un gasoducto de 540 Km de extensión, el mismo que recorre toda la Bahía de Río de Janeiro (US-EIA, en línea-b). También, otro gran mercado se encuentra en la región del Amazonas para lo cual, en 2009, se construyó un gasoducto que va desde Urucu hasta Manaus y, actualmente, se espera construir otro ramal desde Urucu hacia Porto Velho (Brasil. Senado Federal, 2011, 15 de julio). Paralelamente, cabe señalar que entre sus principales proveedores de gas se encuentran Bolivia (del cual importa gas a través de gasoducto²²⁵), Trinidad y Tobago, Qatar y Nigeria, aunque se espera que las importaciones a futuro se intensifiquen más a través de LNG (extraregional)²²⁶.

iv. Chile.

Como se conoce bajo la imposibilidad que tuvo de importar gas desde Bolivia²²⁷, y a partir del recorte que sufrió por parte de Argentina, en 2004, Chile vio por primera vez la posibilidad de importar gas natural licuado (GNL). Ya desde ese entonces, y luego de superar las dificultades que atravesaron ambos países, Chile y Argentina han previsto la posibilidad de realizar intercambios energéticos. Esto llevó a que en septiembre de 2010, firmaran un acuerdo que dejó abierta esta posibilidad. Para esto Chile en caso de excedentes, por un lado, tendría la opción de colocarlos en Argentina, y cuyo producto provendría desde sus plantas regasificadoras de Quintero²²⁸ y

²²⁵ Bolivia representa el 78 por ciento del total de las importaciones que realiza Brasil. Este producto fue importado a través del gasoducto Gasbol, que une Santa Cruz (Bolivia), con Porto Alegre (Brasil), a través de Sao Paulo. El Gasbol tiene una longitud aproximada de 2.000 millas (1.250 Km), y tiene una capacidad máxima de 1,1 millones de pies cúbicos por día (31.150,0 metros cúbicos/día). Brasil, a pesar de los esfuerzos por reducir su dependencia de las importaciones de gas boliviano, aumentó en un 21 por ciento entre 2009 y 2010 (US-EIA, en línea-b).

²²⁶ Brasil cuenta, en la actualidad, con dos terminales de gas natural licuado (GNL), o terminales de regasificación, ambos instalados en los dos últimos años. Por un lado, el terminal de Pecém, en el noreste; y, por otro, el terminal de la Bahía de Guanabará, en el sureste. Estas son instalaciones flotantes de regasificación y unidades de almacenamiento, con una capacidad de bombeo de 740 millones de pies cúbicos diarios (20,95 millones de metros cúbicos/día). En esta misma línea, Petrobras planea poner en línea una tercera terminal, en el estado de Bahía para 2013, y tendría una capacidad de 495 millones de pies cúbicos diarios (14,02 millones de metros cúbicos/día) (US-EIA, en línea-b).

²²⁷ En el 2004 el presidente boliviano, de aquella época, Carlos Mesa, impulsó una consulta popular para conocer si los bolivianos estaban de acuerdo en utilizar el gas natural como mecanismo para negociar una salida marítima por Chile, país que le arrebató sus costas sobre el océano Pacífico en 1879. El resultado del plebiscito fue que Bolivia no podía vender gas sin antes resolver el centenario tema (La Razón, 2011, 21 de mayo).

²²⁸ Chile puso en marcha en 2009 el Terminal GNL Quintero, el cual ha manejado hasta la fecha (04/Oct.2012) alrededor de 13,5 millones de metros cúbicos de GNL, equivalente a unos 8 mil millones de metros cúbicos de gas natural, desde distintas partes del mundo (GNL Quintero, 2012, 04 de octubre).

Mejillones²²⁹, a su vez, Argentina podría colocar cualquier excedente que se le produzca en Chile (Vergara, 2010, 10 de septiembre).

Bajo otro escenario, existe la posibilidad también de generar un suministro de gas desde Perú hacia Chile, para lo cual se concebiría un gasoducto hasta Tocopilla (Chile) (Guzmán, 2008, p.73), de hecho, el gobierno peruano reivindicó su deseo de colaborar para solucionar el problema chileno de desabastecimiento, y así exportar gas hacia este país del sur desde sus instalaciones en Camisea (Perú) (Los Tiempos, 2011, 17 de junio y EFE, 07 de junio). En términos generales, en Chile se está propiciando el crecimiento hacia nuevas inversiones en el área de energías alternativas o sustitutivas a las del petróleo, esto lo realiza por los motivos principales de reducir sus niveles de contaminación y por los altos precios de petróleo que se mantienen en crecimiento, esta decisión gubernamental la está complementando con metas a cumplir en el corto, mediano y largo plazo.

v. Colombia.

La intensificación en la explotación del gas en Colombia permite prever un período de menor producción mucho más corto. En la actualidad, la producción colombiana de gas natural proviene principalmente de los campos de la Guajira y de los Llanos Orientales, los cuales contribuyen respectivamente con un 60% y 25% de esta producción (Ecopetrol, en línea). Para algunos expertos estos pozos se hallan en el punto más álgido de su producción, por lo que en los próximos años empezará a disminuir. Aunque con relación a Venezuela, ambos países firmaron un acuerdo binacional en el año 2007, el mismo que entró en vigor en 2008; con este acuerdo Colombia suministraría a Venezuela alrededor de 170 millones de metros cúbicos diarios de gas hasta 2012, después de este año en principio se revertiría el sentido del suministro y, por tanto, sería Colombia la abastecedora de gas natural (Sánchez Jabba, 2011, p.3). Aunque en diciembre de 2011, se acordó prorrogar este contrato de suministro colombiano por un período adicional de dos años y medio; en dicho contrato se permite la exportación en firme de gas desde el departamento colombiano de La

²²⁹ La planta comenzó a entregar gas en abril del 2010, aunque su operación comercial comenzó el 18 de junio del mismo año. La construcción del terminal de regasificación de GNL implicó una inversión cercana a los 550 millones de dólares, más, su capacidad nominal de regasificación es hasta 5,5 millones de metros cúbicos diarios de gas natural (GNL Mejillones, en línea).

Guajira a Maracaibo y a otras zonas localizadas en el occidente venezolano (Guzmán, 2008, p.73 y Reuters, 2011, 29 de diciembre).

Es indiscutible que Colombia vive una expansión económica muy importante, la misma que se destaca dentro de la recuperación que mantiene el continente suramericano, iniciada desde la segunda mitad del 2009, tras la crisis económica internacional. En esta misma línea, empresas internacionales apuestan por su potencial significativo tanto en recursos no-convencionales como convencionales que, junto a su clima de negocios estable, la convierte en un centro atractivo de inversión (Greenlee, 2012). Bajo este ambiente próspero, los gobiernos de Venezuela y Colombia analizan la posibilidad de avanzar en la construcción del gaseoducto Antonio Ricaurte que conecta a Venezuela y Colombia, para así, extenderlo hacia Panamá y Centroamérica (Diario Gramma, 2012, 29 de marzo). Cabe señalar que esta iniciativa va acorde al clima de integración que buscan ambos países luego de firmar un acuerdo comercial de alcance parcial en noviembre de 2011 (Colombia, 2011, 28 de noviembre).

vi. Perú.

Este país cuenta en la actualidad con dos líneas que transportan el gas producido, los mismos que tienen su origen desde la planta separadora de Malvinas, en los campos de Camisea. El primero transporta líquidos de gas natural y posee una extensión de 540 Km, mientras que el segundo transporta gas natural seco y cuenta con una extensión de 714 Km. Este par de gasoductos recorren en paralelo hasta las costas peruanas de Pisco; pero el último (gas natural seco) continúa, gira y se extiende hacia el norte, hacia Lima y Callao, a lo largo de la costa para distribución y consumo doméstico e industrial²³⁰.

Por otro lado, un tercer gasoducto peruano está planificado a construirse para 2013, y que se lo ha denominado “Gasoducto Andino del Sur”. Dicho gasoducto a su vez pretende abastecer de gas al sur peruano, a sus grandes ciudades, centros mineros y centros industriales energéticos y petroquímicos existentes²³¹. Este proyecto último obedece al deseo del gobierno peruano de masificar el uso de gas natural,

²³⁰ Para mayor información sobre el recorrido se recomienda Camisea (en línea).

²³¹ El Gasoducto Andino del Sur tendría un recorrido de 1.072 Km. Este proyecto más la obras de ampliación del sistema de distribución en Lima y Callao cumplirá con un plan de masificación de gas natural para la generación de desarrollo y dinamización de la economía regional. Para mayor detalle del proyecto se recomienda visitar KUNTUR (en línea).

principalmente, en los departamentos de Cusco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el desarrollo de este proyecto, visto a corto y mediano plazo, implicará la elevación en la demanda de otros insumos, como energía eléctrica, por lo que no deberá descuidarse proyectos paralelos que permitan este tipo de abastecimiento en los diferentes campos demandados. Por tanto, bajo la disponibilidad de gas con que cuenta Perú, ha concertado con Venezuela un acuerdo de cooperación técnica y gracias al cual le permitirá mejorar los estándares técnicos de su estatal Petroperú. Además, se trazarían otros fines, como el nuevo rol de esta empresa en el desarrollo de estrategias para incrementar la seguridad energética del país, y establecer un proceso amplio y sostenido de integración y cooperación en las áreas de hidrocarburos y petroquímica. Paralelamente, Perú buscaría firmar acuerdos parecidos con otros estados de la región como Ecuador, Bolivia y Brasil (Perú. Ministerio de Energía y Minas, 2012).

Como conclusión previa, se diría que dentro del campo gasista es más factible el desarrollo de proyectos regionales a través de acuerdos bilaterales; pues como lo habría dicho Sánchez Jabba (2011, p.4), el sector del gas posee una naturaleza monopolística ya que normalmente: hay un solo productor asociado a cada campo de gas; un solo transportador, que es el dueño de cada uno de los sistemas de gasoductos zonificados; y, por último, un único distribuidor-comercializador de gas natural en las grandes ciudades. Además, pensar en proyectos en los que se involucre a más de un país implican montos de inversión altos, riesgos conexos que definen su viabilidad o, simplemente, retornos de inversión inapropiados como las condiciones adversas que presentó el proyecto multilateral del Anillo Energético²³² y el Gran Gasoducto del Sur²³³.

²³² El llamado Anillo energético se lo consideró como un proyecto ancla que se supone se fundamentaría en los yacimientos peruanos de Camisea y en los yacimientos bolivianos, y cuyos puntos de consumo sería demás países regionales, entre ellos Argentina, Chile, Brasil, Paraguay y Uruguay; y fue desde el principio que este proyecto estuvo rodeado de dudas por lo conflictos entre países vecinos y por la inseguridad en el compromiso de abastecimiento (Bodemer, 2010, p.193).

²³³ El Gran Gasoducto del Sur, se fundamentaría en las capacidades de gas venezolano, de donde partiría el gasoducto, cruzaría Brasil para luego llegar a Argentina. En principio la obra se realizaría en seis años con un costo de estimado de 25.000 millones de dólares y unos 10.000 kilómetros de extensión. Aunque existieron expertos que rebatieron este proyecto al argumentar que un gasoducto tiende a no ser rentable sobre distancias que superan los 3.000 kilómetros. A su vez, existió otro aspecto fundamental que permitió declinar este proyecto, o que permite esperar un tiempo prudencial para evaluarlo y fue el déficit gasista de Venezuela; el cual, incluso, se vio en la necesidad de importarlo desde Colombia. Teóricamente, Venezuela podría ser el mayor proveedor de gas de América Latina, por otro, el 70% del

4.2.3. Sector eléctrico.

Para De Castro, Ferreira y Rosental (2009, p.1), una efectiva integración eléctrica en la región suramericana tendería a contribuir significativamente con el crecimiento económico y la reducción de disparidades regionales. Aunque para su consolidación se requiere la construcción de instituciones y marcos regulatorios uniformes, pues son fundamentales incluso para atraer inversión pública y privada; y, como ya lo vimos en la sección última del capítulo anterior, dentro de las próximas dos décadas los montos que se manejarán dentro del sector eléctrico son elevados.

Para Ruiz Caro (2010a, p.62), en Suramérica el tema de la integración del sector eléctrico ha sido debatido en diversas instancias de decisión y foros de discusión por más de treinta años. A pesar de ello, en el subcontinente se han creado marcos importantes que han probado su gran potencial y, consecuentemente, se han manifestado a través de la construcción de hidroeléctricas binacionales e interconexiones de los mercados eléctricos, sean, en las subregiones de Mercosur o Comunidad Andina. En este orden, los recursos hidrológicos regionales son bastos (Tabla C.32.2, Apéndice C) y, además, mantiene una complementación hidrológica importante. Por un lado, la Cuenca Amazónica, la mayor cuenca hidrográfica del mundo, se encuentra seccionada por la línea ecuatorial lo que le permite una doble captación de lluvias de verano, de noviembre a abril en el hemisferio sur y de mayo a octubre en el hemisferio norte. Por otro, en la región sur, tanto en las fronteras de Argentina y Uruguay, así como la de Argentina y Brasil se encuentran en la zona templada, donde el mes de julio es el más húmedo; a su vez, las Cuencas del Atlántico Sur y de San Francisco son secas (De Castro et al. 2009, p.6). Por estas bondades geográficas y climatológicas regionales la aportación hidroeléctrica cubre el 67% dentro de la matriz de generación eléctrica (Tabla C.39, Apéndice C), aunque sus riesgos por estiajes van en la misma proporción.

Mientras tanto, fue en este campo, el sector eléctrico, donde se dieron pasos concretos para las primeras iniciativas de cooperación energética a nivel suramericano, aquí se dio la construcción de los proyectos binacionales de generación como Salto

gas que produce se emplea en la producción de petróleo para inyectar la presión necesaria y mantener la producción (Bodemer, 2010, p.196).

Grande, Itaipú y Yaciretá, proyectos en los que básicamente participaron los países que son miembros del Mercosur. Estos proyectos se desarrollaron con financiamiento externo y se constituyeron como piezas fundamentales en el sostenimiento del proceso de industrialización en los años ochenta, en consecuencia, estos fueron importantes ya que proporcionaron energía a bajo costo (Ruiz-Caro, 2010a, p.62). Es así que dentro de Mercosur se ha profundizado en la apertura hacia la integración eléctrica, sobre todo a partir de sus experiencias pasadas.

Por el lado de Argentina, este país mantiene interconexiones con sus países vecinos, es decir, los mantiene: Primero, con Brasil²³⁴. Segundo, con Paraguay, con el proyecto binacional de generación Yaciretá²³⁵, cuya última ampliación fue inaugurada en 2011⁽²³⁶⁾, y en el que su intercambio comercial se lo regula a través de su “Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica”²³⁷. Y tercero, con Uruguay, a través de su proyecto binacional de generación Salto Grande, y por el cual mantiene su intercambio a través de su “Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética”²³⁸.

²³⁴ La interconexión Argentina-Brasil se realiza a través de la línea de alta tensión de 132 KV, el cual conecta a la estación Paso de los Libres (Argentina) y la estación convertidor de frecuencia Uruguayana (Brasil) con capacidad de transmisión de 50 Mw. La transacción comercial se estipuló a través del “Contrato de Interconexión, Suministro e Intercambio de Energía Eléctrica”, celebrado por la ex Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado y Centrales Eléctricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) y Centrales Eléctricas do Sul do Brasil S.A. (ELETROSUL) (EBISA, en línea).

²³⁵ En el año de 1973, los gobiernos de Paraguay y Argentina firmaron el Acuerdo de Yacyretá para poder atender el crecimiento de demandas eléctricas de ambos países, pero la obra comenzó recién diez años después. En todo caso, la represa Yacyretá se encuentra construida sobre el río Paraná entre las provincias de Corrientes (Argentina) y Misiones (Paraguay); esta represa comenzó su funcionamiento en 1989. En la actualidad la represa tiene una generación anual de 20 mil millones de KW-h (Publicar Online, 2011, 10 de marzo).

²³⁶ Dentro de la represa Yaciretá, en el año de 1998 se puso en funcionamiento la última turbina. Desde 2004 al 2006 la represa operó a cota 76 msnm (metros sobre el nivel del mar); luego de este período, y con su respectiva ampliación, pasó a una cota 78msnm. Y en febrero de 2011, se inauguró la ampliación para un llenado de cota 83 msnm y aprovechar la capacidad de 3.2 Gw. Esta última ampliación se la implementó por el Plan de Terminación de Yacyretá (Diario Registrado, 2011, 21 de febrero e IIRSA, en línea-k).

²³⁷ La interconexión entre Argentina y Paraguay se realiza a través de dos conexiones de alta tensión. La primera, de 220 KV que conecta la estación Clorinda (Argentina) y la estación transformadora Guarambaré (Paraguay), con capacidad de transmisión de 80 Mw. La segunda línea de alta tensión es de 132 KV, y conecta la estación El Dorado (Argentina) con la estación transformadora Carlos Antonio López (Paraguay), con capacidad de transmisión de 30 Mw. La transacción comercial se rige por el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica celebrado entre la Secretaría de Energía de Argentina y la Administración Nacional de Electricidad de Paraguay de 1987.

²³⁸ La interconexión Argentina-Uruguay se la realiza a través de las obras comunes de transmisión de la Comisión Técnica Mixta Salto Grande, constituidas por un anillo de interconexión de 500 KV (cuadrilátero de Salto Grande) que conecta cuatro estaciones transformadoras: Estaciones Ayuí y Colonia Elía (Argentina) y Estaciones Ayuí y San Javier (Uruguay), con capacidad de transmisión de 2000 Mw.

En otra línea, para el mismo reforzamiento eléctrico entre países suramericanos, Brasil junto con Paraguay establecieron su proyecto binacional de generación de Itaipú²³⁹, ambos con una participación del 50% del capital social (Mercosur, 1998b, p.22). Entre tanto, Brasil frente a su alta capacidad de consumo eléctrico ha firmado acuerdos de intercambio eléctrico con todos los países vecinos, entre estos: Perú, Argentina, Uruguay y Paraguay. Cabe indicar que alrededor de 80% de la generación eléctrica brasileña proviene de los sistemas hidroeléctricos (Tabla C.39, Apéndice C), por lo que su estabilidad en el suministro depende fuertemente del aporte pluvial que brinde el año, sea este seco o lluvioso.

Bajo esta misma necesidad, Brasil ha visto con gran potencial la posible integración eléctrica con Perú y Bolivia, así, esta área de influencia le permitiría realizar proyectos conjuntos para la construcción de varias centrales hidroeléctricas. En 2007 se identificó la construcción de hasta quince centrales con potencial exportador desde Perú hacia Brasil, dichas centrales estarían ubicadas en la vertiente del Atlántico y sumarían una potencia de hasta 19,29 Gw (Franco, 2011, p.7). Pero bajo el “Acuerdo entre el Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa del Brasil para el suministro de electricidad al Perú y la exportación de excedentes al Brasil”, firmado en Junio de 2010, se estableció que la capacidad acumulada de entre todas las centrales de generación que se puedan comprometer para la exportación de energía hacia Brasil, sólo lleguen a un máximo de 6,0 Gw, más una tolerancia del 20% (Perú. Ministerio de Energía y Minas, 2010b, art.03). Este acuerdo en mención es importante puesto que crea, por un lado, una apertura para la participación de Brasil en este tipo de proyectos dentro de Perú, proyectos que le permitirán ampliar y diversificar sus fuentes de energía. Por otro, a Perú le permitirá desarrollar aún más su sector hidroeléctrico y su potencial exportador en esta área.

La transacción comercial se rige por el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay aprobado por la Ley 23.390.

²³⁹ La represa de Itaipú fue construida sobre el río Paraná, en la frontera entre Brasil y Paraguay. Tiene una potencia instalada de 14 Gw (20 turbinas de 700Mw), y funciona desde el 5 de mayo de 1984. Del total generado en Itaipú (Aproximadamente 92 mil millones de Kw-h), sólo el 6,2% permite abastecer todo el consumo de Paraguay, o el 100% generado permitiría cubrir tan sólo el 22% de Brasil. Aunque Paraguay, a pesar de su reducido consumo, se encuentra obligado a ceder el excedente del 50% que le pertenece a Brasil, a través de precios acordados en el Tratado de Itaipú (Cardozo, 2008).

Otro sector prometedor para el desarrollo de iniciativas de integración eléctrica a través del tendido eléctrico para su interconexión, lo comprende la región de Colombia, Ecuador, Perú, Chile y Bolivia, países integrantes del “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina” (SINEA). Y aunque ya se ha planteado la construcción de centrales de generación con sus respectivas interconexiones, lo que implica un macro plan de infraestructura de transmisión regional, ha existido previamente avances en este sentido, entre ellos la interconexión Colombia-Ecuador²⁴⁰ y Ecuador-Perú²⁴¹. La coordinación de los grupos de trabajo para la planificación y regulación de los sistemas de electricidad del macro proyecto del SINEA se lo encomendó en un principio a Colombia, desde abril de 2011, posteriormente, desde septiembre de 2012 este cargo fue asumido por Ecuador. No obstante, para promover dicho intercambio hace falta que los países involucrados definan un esquema jurídico que de viabilidad a tales transacciones, en este orden, en una primera etapa se contemplaría la implementación y el fortalecimiento de acuerdos bilaterales (CAN, 2012).

En cuanto al rol energético que asumirían los países dentro del proyecto del SINEA, se podría decir que, Colombia y Perú se presentarían como importantes suministradores, mientras que Chile se presentaría como un importante consumidor. Para el caso de Ecuador y Bolivia su papel dependerá de las políticas tomadas al interior acerca de la explotación de sus recursos hidroeléctricos. En la actualidad, los países de Colombia, Ecuador y Perú cuecen importantes proyectos de generación eléctrica que, de llevarse a cabo, harían de esta zona un potencial proveedor eléctrico. Se espera que a futuro Venezuela, pieza clave dentro del desarrollo regional, se pronuncie sobre esta integración eléctrica, aunque se debe aclarar que Venezuela bajo las condiciones actuales se presentaría como consumidor estacional. A pesar de ello, para algunos expertos el país venezolano posee actualmente un sistema eléctrico frágil y que, de acuerdo a ciertos estudios elaborados, requiere inversiones de al menos 23.500 millones de dólares en los próximos años para generación, y otros 25.500 para distribución y

²⁴⁰ Ecuador y Colombia contaron con una primera línea de interconexión eléctrica desde 2003, con una capacidad de 250 Mw. Una segunda línea entró en funcionamiento en noviembre de 2008, con una capacidad de 230 Mw (Diario Hoy, 2008, 13 de noviembre y Business News Americas, 2004, 2 de agosto).

²⁴¹ Las pruebas últimas de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú se dieron en Diciembre de 2004 (Business News Americas, 2004, 20 de diciembre). Adicionalmente, se esperan obras complementarias para mejorar el sistema y dar mayor facilidad al intercambio. Para el año 2010 Perú realizó exportaciones en base a déficits puntuales que sufrió Ecuador (Andes, 2010, 12 de octubre). Este proyecto de interconexión Ecuador-Perú formaría parte del corredor eléctrico Colombia, Ecuador, Perú y Chile.

gestión (Capital Madrid, 2011, 04 de mayo). Por esto último, la interconexión eléctrica entre Colombia y Venezuela²⁴², a partir de su acuerdo de interconexión vigente desde 1992, ha brindado una posibilidad de reforzamiento al sistema venezolano.

En todo caso, y a manera de una primera conclusión, en el sector eléctrico se han dado la mayor cantidad de iniciativas de cooperación energética. Y a través de éste se han podido visualizar proyectos futuros más concretos, con mayores alcances hacia estructuras legales más sólidas. A pesar de ello, los conflictos a nivel bilateral en los temas eléctricos no se han hecho esperar, pero la voluntad política por sacarlos adelante se ha mantenido como alta expresión regional, sobre todo desde abril del 2007, desde la Primera Cumbre Energética Presidencial Suramericana (Ruiz-Caro, 2010b, p.10).

Para González (2008, p.15), “la voluntad política por parte de los sub-bloques regionales, y de los países en particular, ha existido tanto para la integración regional como para la asunción del tema energético como prioritario”, por lo que se espera que, al final, la concreción de los múltiples proyectos eléctricos binacionales den forma a la integración energética. Ya en la última década se han formulado planteamientos y proyectos futuros consensuados entre los países miembros de UNASUR, en los cuales se observan que las relaciones entre los países se estrechan y en mayor medida, podría decirse, el sector eléctrico ha dado múltiples pruebas de esto.

i. Región Andina.

Dentro de la región andina, que para este análisis lo compone Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú como miembros de la CAN, mas Chile como país asociado, pues la concertación de proyectos eléctricos supondrían el superar ciertas limitaciones actuales, y conllevaría a la mejora de la infraestructura existente y de los sistemas de operación que sustentan las actividades productivas a escala regional. En materia relevante, dentro de este grupo, y como se dijo anteriormente, las autoridades respectivas ratificaron su compromiso para sacar adelante su interconexión a través del SINEA. De hecho, fue

²⁴² El intercambio o negociación de energía eléctrica entre Colombia y Venezuela es posible gracias a un contrato formalizado en 1992, el mismo que permite este tipo de transacciones. Esta interconexión tiene una capacidad de 150 Mw y se la realiza entre las subestaciones de Cuestecitas (Colombia) – Cuatricentenario (Venezuela) (Colombia. Sistema Informativo de Gobierno, 2011); aunque se prevé una interconexión futura entre Puerto Nuevo – Puerto Paez – Puerto Carreño, más el reforzamiento del anterior (IIRSA, 2010, p.110 e IIRSA, en línea-g).

durante la “XIV Reunión del Comité Andino de Autoridades Normativas y Organismos Reguladores de Electricidad de la CAN (CANREL)” donde se ratifican y se acuerdan articular y complementar las discusiones para estructurar un nuevo marco general comunitario, cuyo objetivo sea la integración de sus mercados de electricidad (CAN, 2012). La necesidad de contar con este marco general de intercambio e integración surgió por el requerimiento de que la energía eléctrica pueda circular a través de la subregión, y así también, que esta pueda aprovechar los recursos energéticos, así como las complementariedades con que goza.

Para Manco Zaconetti (2003, p.198), las ventajas competitivas con que cuenta esta subregión permite el impulso de su interconexión; por otro, dichas interconexiones se convierten en una fuente para superar barreras técnicas, tecnológicas y económicas, aunque las barreras legales son normalmente las más difíciles de superar, y deberán ser tratadas adecuadamente²⁴³.

ii. Región Amazónica.

Se han planteado proyectos relativamente importantes dentro de esta subregión, específicamente para proveer de electricidad a zonas no interconectadas en el sector. Para ello, dentro del marco de IIRSA se han planteado proyectos binacionales de interconexión que se convierten en menos contaminadores y más eficientes que los comparados con los sistemas aislados; estos proyectos binacionales, incluso, podrían crear mayores sinergias subregionales o fronterizas entre los países de Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela.

²⁴³ Para Ana Ayuso (2010, p.137), las diferencias de tamaño, potencial y nivel de desarrollo de los Estados que participan en procesos de integración determinan su capacidad de aprovechar beneficios. Por lo que deben ser abordadas al establecer regímenes comunes. “Cuando mayores son las diferencias, mayor es la necesidad de establecer instrumentos de corrección de las asimetrías”, y eso implica también un incremento de los recursos necesarios. Para esta autora las disparidades entre los países suramericanos son mayores que las que se dan en el marco de los países de la Unión Europea, y son esas mismas disparidades las que generan grandes obstáculos para la consolidación de cualquier tipo de integración. Para Araujo y Araujo (2003, p.145), entre las amenazas que impiden avanzar hacia una integración energética suramericana, se encuentran: Aumento de la percepción de riesgo sectorial y nacional en los países de la región, por parte de la comunidad financiera internacional; reducción de la percepción de solidez y estabilidad de los acuerdos de integración por problemas coyunturales; imagen de falta de compromiso empresarial con la seguridad energética; disparidades en las políticas ambientales para el sector de energía entre todos los países; falta de continuidad en las políticas regulatorias del sector de energía a nivel nacional; desaparición de inversión en investigación y desarrollo, e cual se dio con la reducción simultánea de la presencia estatal en la actividad empresarial; reducción de la capacidad de planificación energética a largo plazo; y, finalmente, por la oferta rígida de gas dada la existencia de monopolios y oligopolios naturales en la mayoría de las etapas de la cadena de valor, por ende, se reduce el grado de integración gas-electricidad.

En este mismo sentido, ya se han planteado varios proyectos, como por ejemplo, el proyecto de interconexión eléctrica hacia la ciudad o puerto fluvial de Yavaraté (Colombia), desde la ciudad fronteriza brasileña de Laurete, a lo largo del río Vaupes²⁴⁴ (IIRSA, 2004 y Alisos, 2011, p.92). Otro proyecto entre estos dos países lo constituye la construcción de una minicentral para la electrificación en Leticia (Colombia), más una interconexión eléctrica con Tabatinga (Brasil) (IIRSA, 2007, p.18)²⁴⁵.

Debe tenerse en cuenta que la región amazónica lo constituye una extensa zona selvática, por lo que a la fecha varias de sus poblaciones o están desprovistas de sistemas eléctricos o mantienen redes eléctricas aisladas del sistema de interconexión nacional, este último más eficiente, menos contaminador y más barato²⁴⁶. Los sistemas aislados hacen uso, generalmente, de fuentes energéticas fósiles por la facilidad relativa que implica el transporte del producto, por lo que proveerles de sistemas interconectados es una responsabilidad que se debe asumir de inmediato²⁴⁷. Y aunque la espesa selva sea uno de los mayores impedimentos en el corto plazo, para la concreción de estos proyectos, estos deberán atender cuanto antes a la malla urbana amazónica en los cuatro países citados.

²⁴⁴ La interconexión Colombia-Brasil, a través de sus puntos fluviales en la región amazónica, consta de la construcción de una línea aérea trifásica de 13,8 Kw. Se lo haría a través de la ubicación de dos torres metálicas para el cruce del río Vaupés, con una distancia de 760 metros, la misma que se alimentaría desde la central de generación ubicada en territorio Brasileiro. A su vez, el proyecto contaría con redes de media y baja tensión en Yavaraté (IIRSA, en línea-i).

²⁴⁵ Entre Perú y Brasil existía el proyecto para la interconexión eléctrica Pucallpa (Perú) – Cruzeiro do Sul (Brasil) (IIRSA, 2004, sección IV.3), pero para el 28 de agosto de 2012, este proyecto quedó desestimado (IIRSA, 2012, 10 de agosto, p.2).

²⁴⁶ En Ecuador existen proyectos complementarios sustentables en su región Amazónica, entre ellos la construcción de dos microcentrales hidroeléctricas en Chinchipe y en Taguien, y otra en la provincia de Sucumbios. Además, el proyecto hidroeléctrico de 1Mw en Morona y la construcción de otra microcentral en el río San Luis (IIRSA, 2004 y 2007). En Venezuela, existe el proyecto Uribante-Caparo, el cual consiste en la creación de redes de transmisión y generación para reforzar zonas eléctricamente deprimidas, dentro del Estado de Tachira y zonas conexas, e incrementar, a su vez, el intercambio con Colombia. La capacidad proyectada es de 1,48 Mw, y aunque actualmente se ha logrado construir totalmente las represas, falta aún el desarrollo de las redes de transmisión (IIRSA, en línea-i).

²⁴⁷ El potencial de interacción dentro de la subregión amazónica es alto, y de esto da testimonio la zona franca de Manaus (Brasil), del cual parten sus exportaciones hacia Venezuela, Colombia y Ecuador. Pero el consumo eléctrico de esta zona tan dinámica, proviene de sistemas de generación térmico a partir de la quema de combustibles fósiles. Por tanto, es reseñable que proyectos sostenibles sean impulsados para la generación eléctrica y que estas, a su vez, puedan desplazar a los sistemas de generación fósil, y así no devenguen desequilibrios ambientales, pues como se sabe, la selva amazónica está considerada pulmones importantes del mundo.

iii. **Región Brasil-Guyana-Surinam-Venezuela, Escudo Guyanés²⁴⁸.**

La subregión posee un potencial hídrico suficiente aunque desigualmente distribuido, pero puede cubrir los requerimientos en todo este espacio geográfico, paralelamente, sobre este mismo potencial se podrían crear sinergias e interacciones importantes. De hecho, el estado de Roraima (Brasil), que no tiene una capacidad significativa de generación, pero que sí es activa económicamente, necesitaría de proyectos consensuados y de su interconexión eléctrica con la zona emergente del Escudo Guyanés (Surinam y Guyana). A pesar de ello, estos procesos se dificultan por la gran cantidad de ríos que atraviesan el territorio (IIRSA, 2005, 2007 y 2010).

Ya bajo una primera evaluación se diría que la subregión no cuenta con mucha infraestructura física y energética, en todo caso le queda mucho por desarrollar. Entre sus principales obras se tiene una línea de transmisión eléctrica desde Macagua (Yaracuy, Venezuela) hasta Boa Vista (Roraima, Brasil). Además, se han planteado proyectos importantes que se espera impulse el mercado energético e impulse el crecimiento de la subregión, entre estos se encuentra el reforzamiento de esta última línea de transmisión citada, desde el embalse de “El Guri” (Venezuela) hacia Boa Vista (Brasil)²⁴⁹. Otro proyecto importante es la construcción de una planta hidroeléctrica en las cataratas de AMAILA (Guyana), el cual inicialmente tenía una capacidad de 150Mw y que ahora se proyecta a 165Mw, este proyecto contaría también con una línea de transmisión hacia su capital Georgetown²⁵⁰.

Otros de los proyectos que se han especificado dentro de esta subregión, y que aparecen sólo hasta la emisión del documento de “Planificación Territorial Indicativa-

²⁴⁸ El Escudo Guyanés es un espacio geográfico que sufrió, desde la misma formación de la Tierra, un levantamiento y plegamiento, lo cual le originó unas mesetas muy elevadas y de pendientes verticales. Por ello, cuenta con la caída de agua más alta del mundo “el Salto Ángel”, con 979 metros de altura (CABI Publishing, 2005).

²⁴⁹ El reforzamiento de la línea de transmisión actual entre El Guri (Venezuela) y Boa Vista (Brasil), se lo prevé sobre el crecimiento y desarrollo industrial que pueda producirse en Boa Vista, basado en el desarrollo excepcional que podrían tener sus industrias de celulosa, agroindustria, etc. (IIRSA, en línea-m e IIRSA, 2010, p.149). La línea inicial entre El Guri y Boa Vista, fue inaugurada en agosto de 2001, posee una extensión de 680 Km de longitud, 480 Km en territorio venezolano y 200 Km en territorio brasileño. Tiene una capacidad de tensión de 400 y 230 Kw, lo que le permite transmitir 10.000 Mw-h. La construcción costó cerca de 400 millones de dólares (Zambrano, 2001, 13 de agosto).

²⁵⁰ En octubre de 2011, Guyana y China concluyeron la negociación para la construcción de la hidroeléctrica en las cataratas de Amalia, en el norte del país caribeño. Este proyecto tendría un costo de 506 millones de dólares, tendría una potencia de 165 Mw e iniciaría su construcción en 2013 (Prensa Latina, 2011, 18 de octubre).

2010”, mas no en la cartera de proyectos de IIRSA (en su página web), son: La construcción de una planta hidroeléctrica en Tortruba (Guayana) con capacidad de 1.000 Mw, mas, su correspondiente tendido eléctrico hacia las ciudades brasileñas de Boa Vista y Manaos; y la interconexión entre Guyana y Surinam (IIRSA, 2010, p.148-154).

iv. Región Perú-Brasil-Bolivia.

La subregión tiene en la actualidad una pobre infraestructura en integración eléctrica, y son las poblaciones limítrofes las cuales no se encuentran integradas a las redes eléctricas nacionales respectivas, por lo que recurren a sistemas térmicos aislados. Pero en la actualidad existe un gran proyecto en la subregión como es la construcción de un complejo hidroeléctrico en el río Madeira, con esclusas para navegación, este megaproyecto comprende cuatro hidroeléctricas. Dos de ellas, Santo Antonio²⁵¹ y Jirau²⁵², que se encontrarán ubicadas en el estado de Rondonia (Brasil) frontera con Bolivia y que, en la actualidad, están en fase de construcción. La tercera represa, denominada Cachuela Esperanza, se encontrará en territorio boliviano y actualmente tiene una fase avanzada de estudios²⁵³. Mientras que la cuarta, la represa de Guayaramerín, se encontraría en aguas binacionales Brasil-Bolivia (Abuná-Guayaramerín)²⁵⁴, aunque cabe indicar que este proyecto se encuentra en estudios iniciales (Página Siete, 2011, 26 de marzo; IIRSA, 2004, 2007 y 2010; y CAF, 2004). Como proyectos eléctricos complementarios, al complejo hidroeléctrico río Madeira, se tiene la interconexión y la

²⁵¹ La represa Santo Antonio tiene una capacidad de 3.150,4 Mw y a fecha de 6/09/2012 tiene un avance de obra del 74% (IIRSA, en línea-n). Esta represa se encuentra a 190 Km de la frontera boliviana y en principio debería entrar a funcionar en el año 2012 (Plataforma Energética, 2011, 06 de julio). De acuerdo a Bank Information Center (2012, 24 de octubre), el costo de la represa de Santo Antonio es de 8,62 mil millones de dólares.

²⁵² La represa Jirau tiene una capacidad de 3.750 Mw y a fecha de 6/09/2012 tiene un avance de obra del 77% (IIRSA, en línea-n). Esta represa se encuentra a 84 Km de la frontera boliviana y en principio debería entrar a funcionar en el año 2013 (Plataforma Energética, 2011, 06 de julio). De acuerdo a Bank Information Center (2012, 24 de octubre), el costo de la represa de Jirau es de 8,9 mil millones de dólares.

²⁵³ La hidroeléctrica Cachuela Esperanza, es un proyecto estratégico para el gobierno Boliviano y se encuentra enmarcado en su Plan Nacional de Desarrollo. Su propósito es dotar de energía eléctrica a las poblaciones localizadas en el extremo norte del País; y, al mismo tiempo, se impulsaría el desarrollo de la amazonia boliviana. El proyecto costaría alrededor de 1.200 millones de dólares, tendría una capacidad instalada de 800Mw y se desarrollaría bajo un nuevo concepto del diseño de obras civiles, por etapas, para el aprovechamiento total del potencial existente en el Rio Beni. A su vez, se evaluaría otro sitio bajo condiciones geográficas favorables, entre Cachuela Esperanza y Riberalta, para construir otra central en cascada.

²⁵⁴ La represa binacional Bolivia-Brasil, tendría un costo de 2.000 millones de dólares y tendría una capacidad instalada de 2.000 Mw. Este proyecto generaría condiciones más estables para generar energía eléctrica y para crear mejores condiciones de navegación por la subregión. Aunque en la actualidad este proyecto no se encuentra presente en la planificación energética brasileña (IIRSA, en línea-o).

construcción de sus redes, desde las centrales hidroeléctricas de Santo Antonio y Jirau hacia el sistema interconectado central de Brasil²⁵⁵.

Por otro lado, dentro de Perú existe un proyecto para el suministro de energía eléctrica a las poblaciones peruanas de Iberia e Iñapari, limítrofes con Brasil. Este proyecto se inició con el suministro de energía eléctrica desde la hidroeléctrica peruana San Gabán, hacia su puerto amazónico Puerto Maldonado²⁵⁶. Y en Bolivia se presenta un proyecto interesante “Proyecto Geotérmico Laguna Colorada”, el cual generará energía eléctrica y tendrá una capacidad instalada de 100Mw²⁵⁷. Este proyecto último se vuelve importante no sólo para Bolivia sino para toda Suramérica que, junto a otros proyectos puntuales en Chile y Argentina, dan inicio a una nueva etapa para la generación de energía eléctrica con este tipo de nueva tecnología y que se basa en una fuente de tipo renovable²⁵⁸. Desde luego, la experiencia acumulada de estos proyectos geotérmicos permitirá a futuro la posible cooperación técnica con el resto de países andinos, los cuales podrían reforzar sus condiciones de generación basado en otro tipo de fuente con gran potencial de aprovechamiento, pues cabe anotar, los países andinos se encuentran también dentro del Cinturón de Fuego del Pacífico.

²⁵⁵ Esta interconexión se considera sería la línea de conexión más larga del mundo (a fecha 27/05/2011). El suministro de la línea le fue otorgado a una empresa francesa radicada en Brasil, Nexans. En total Nexans suministrará un total de 6.700 Km de cable para la realización tanto de la interconexión (2.375Km) como del circuito polar dentro del complejo. La conexión irá desde el complejo de Rondônia hasta la ciudad de Sao Paulo (Economía y Negocios, 2011, 27 de mayo). Entre los costos que figuran a raíz de estas interconexiones se detalla: Interconexión de interés restringido Santo Antonio, 218,75 millones de dólares; interconexión de interés restringido Jirau, 362,5 millones de dólares; y Línea de transmisión, 9.300 millones de dólares (Bank Information Center, 2012, 24 de octubre).

²⁵⁶ La línea de interconexión, San Gabán (hidroeléctrica) - Puerto Maldonado, sirvió para interconectar a esta población con el sistema nacional integrado y así reemplazar su generación eléctrica aislada, a partir de combustibles fósiles, por la energía proveniente de la red nacional (Business News Americas, 2008, 01 de octubre). Esta línea tiene una capacidad de 138 Kw y fue inaugurada el 9 de julio de 2009 (Electro Sur Este, 2009). Esta obra forma parte del proyecto conjunto de Puerto Maldonado (Perú)-Frontera Brasil. se espera que el proyecto final entre en operación para febrero 2017 (IIRSA, en línea-p).

²⁵⁷ El proyecto geotérmico Laguna Colorada contempla 16 pozos productores y 6 de reinyección. Además, contempla una línea de transmisión de 170km de longitud con una capacidad de 230Kw, el cual conectará a la central con la red nacional, con la subestación de San Cristóbal. La potencia de 100Mw de la central geotermoeléctrica se conseguirá con cuatro unidades de 25Mw, cada una tendrá un requerimiento de vapor de 200Tn/h y un factor de planta de 0,80. La construcción de la planta de generación deberá empezar en el 2012, se espera que inicie operaciones comerciales en el 2014, y que el proyecto tenga una vida útil de 30 años. El costo total de la obra será de 321,75 millones de dólares (Hidrocarburos Bolivia, 2010, 11 de julio e IIRSA, en línea-q).

²⁵⁸ Los proyectos geotérmicos para la generación eléctrica normalmente requieren de una importante planificación, pues se considera que entre sus estudios preliminares, la exploración superficial del sector seleccionado, su exploración profunda, y su ingeniería y construcción toma un mínimo entre 6 y 10 años, más su costo es elevado, de 3-5 millones de dólares por Mw instalado (IIRSA, en línea-q; Enel, 2008, 28 de mayo y REVE, 2012, 5 de marzo).

v. **Región Mercosur-Chile.**

Este grupo tiene una alta importancia dentro del subcontinente, pues se convierte en el centro industrial de Suramérica ya que posee industrias con alto valor agregado, y en el cual se articulan varios territorios agrícolas, además, junto a sus puertos en ambos océanos conectan a la subregión con todos los mercados mundiales. En virtud de estas condiciones favorables su acrecentamiento se está encaminado hacia el desarrollo de los servicios, en el que a futuro primarán la convergencia de regulaciones, normas, sistemas operativos, así como el desarrollo institucional necesario para conseguir una sinergia regional (IIRSA, 2010, p.205-210).

Dentro del mercado de los servicios, el acceso a la electricidad ocupa un papel primordial para mantener el impulso de la subregión; y, aunque cuenta con una infraestructura madura en el campo energético, requiere aún el aumento de sus capacidades y la mejora de sus operaciones. Un aspecto importante es que cuenta con buenas dotaciones energéticas naturales para generar energía eléctrica, sea a través de sistemas hidroeléctricos o de sistemas térmicos con quema de gas. De hecho, el impulso de este sector, sea a partir de centrales de generación o de interconexión interregional, evitaría los racionamientos generados en ciertos puntos de la subregión; y, consecuentemente, se evitarían costos industriales y de comercio que acarrea el quedarse sin suministro eléctrico.

Con este fin se han propuesto varios proyectos importantes que, al llevarlos a cabo, ahondarán más la transformación económica e institucional de la subregión el cual empezó en los años setenta y ochenta. Entre estos proyectos se encuentran, por ejemplo, la construcción del proyecto paraguayo “Central Hidroeléctrica de Iguazú”²⁵⁹, y que se prevé estará en funcionamiento en el año 2014 y permitirá, fundamentalmente, reforzar su carácter exportador de energía eléctrica. Otro proyecto importante es el impulsado

²⁵⁹ La represa de Iguazú se encuentra en el Departamento del Alto Paraná (Paraguay). Esta represa fue construida en el año de 1977, cuyo fin era la acumulación de agua para ser utilizada en casos de suministro a la represa aguas abajo Acaray. Por tanto, se pretende ahora aprovechar la infraestructura existente para generar energía en hora punta a bajo costo, y no depender de los proyectos binacionales de Itaipú y Yaciretá de los cuales se obtiene energía más cara por la inflexibilidad en la contratación (Román, 2006). El proyecto tendrá una capacidad de 200Mw, trabajará tres horas diarias, horas críticas, tendrá un costo de 250 millones de dólares con financiamiento parcial del gobierno japonés, y estará construido para el año 2014 (IIRSA, en línea-r, e Itaipú Binacional, 2012, 29 de octubre). La represa de Iguazú se convertirá en una de las represas más importantes, las otras son Acaray, y las binacionales de Itaipú y Yaciretá.

por Argentina y Paraguay, proyecto binacional para la construcción de la planta hidroeléctrica Corpus Christi en el río Paraná Superior, y que trabajará bajo coordinación con los aprovechamientos binacionales ya existentes de Yacyretá (Argentina-Paraguay) e Itaipú (Brasil-Paraguay); pese a ello, el proyecto ha estado plagado de inconvenientes²⁶⁰. Además, entre Brasil y Argentina se ha planteado la construcción de la planta hidroeléctrica de Garabí (Brasil-Argentina), la que aprovechará el elevado potencial para la producción de energía hidroeléctrica del Río Uruguay, a 100 Km aguas arriba de Santo Tomé (Argentina) y Sao Borja (Brasil)²⁶¹. Y como aprovechamiento conjunto al proyecto hidroeléctrico Garabí se espera también la

²⁶⁰ El proyecto binacional Corpus Christi forma parte de la cartera de proyectos impulsados por IIRSA. El propósito de dicho proyecto es aumentar la capacidad de generación hidroeléctrica en la parte del Río Paraná que comparten ambos países. Los estudios realizados en el año 1984 estimaron que el aprovechamiento de Corpus Christi podría contar con una potencia instalada total de 4.608 Mw, mientras que los nuevos estudios indican una posible potencia instalada de 2.880 Mw. El costo de la obra es de 4,2 mil millones de dólares, aunque en la actualidad no cuenta con financiamiento. En principio la represa estaría ubicada en el pueblo de San Ignacio, en la provincia argentina de Misiones, frontera con Paraguay, entre las represas Itaipú y Yacyretá, pero no se conoce la ubicación exacta, puesto que sus estimaciones van variando. El 14 de abril de 1996, se realizó un plebiscito con en la provincia de Misiones, en ella, una amplia mayoría del 88,63% de los votantes rechazó la construcción de esta mega represa, cualquiera sea su lugar de emplazamiento sobre el río Paraná. A partir del año 2004, el proyecto reapareció en la cartera de proyectos del IIRSA y se mantiene hasta ahora (IIRSA, en línea-s; Bank Information Center (2012, 24 de octubre; y Suárez, 2007).

²⁶¹ El proyecto binacional argentino-brasileño para la construcción de la planta hidroeléctrica Garabí fue elaborado en 1988 y ha tenido tres reformulaciones en los últimos 24 años. Al principio se contemplaba una sola obra a cota 94 metros sobre el nivel del mar (msnm), e inundaría un área cercana a 80 mil hectáreas (800Km²), en partes relativamente iguales entre Argentina y Brasil. Bajo una segunda reformulación en el 2003 se impulsaría el proyecto denominado “Garabí XXI”, el cual contemplaba la construcción de dos embalses que ocuparían 20 mil hectáreas (200Km²) cada uno, Santa María y Garabí. Santa María mantendría la cota original de 94 msnm con 800Mw de potencia instalada, en tanto, Garabí tendría una cota de 74 msnm, también con una potencia de 800 Mw. El costo total del proyecto estará en torno a los 1,8 y 2 mil millones de dólares (Bank Information Center, 2012, 24 de octubre). Posteriormente, la tercera reformulación se da a partir de la finalización del estudio de Inventario Hidroeléctrico, el que concluyó en el año 2010. Este estudio recomienda la construcción, de igual manera, de dos aprovechamientos hidroeléctricos a orillas del río Uruguay, Garabí y Panambí. El aprovechamiento hidroeléctrico de Garabí estará situada en la unión entre la provincia argentina de Corrientes y el estado brasileño de Rio Grande do Sul; operará con una cota de 89 metros, su potencia instalada será de 1.152 Mw y la capacidad de generación de 5.970Gw-h; el costo de este aprovechamiento hidroeléctrico estará en torno de los 2.700 millones de dólares. A su vez, Panambí estará ubicada también en la misma frontera y requerirá de una inversión de 2.500 millones de dólares; su potencia instalada será de 1.048 Mw y tendrá una capacidad de generación de 5.475 Gw-h. Juntos estos proyectos prevén una potencial total conjunta de 2.200 Mw, y una generación superior a los 5.000 Gw-h (ADEERA, 2012, 08 de marzo). Como marco previo se comenta que, el 1 de septiembre de 2008, se suscribió en Río de Janeiro el Convenio de Cooperación entre Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA, Argentina) y Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS Brasil), relativo al tramo del río Uruguay compartido entre Argentina y Brasil. En marzo de 2012, la Comisión Evaluadora del proceso licitatorio, formada por profesionales de EBISA y de ELETROBRAS, recomendó al Consorcio Energético del Río Uruguay como pre-adjudicatario de los estudios (IIRSA, en línea-t).

construcción de la Central de Panambi²⁶², proyecto binacional también llevado a cabo por Argentina y Brasil, a orillas del río Uruguay.

A raíz de la planificación para la construcción de los aprovechamientos hidroeléctricos mencionados y del mejor uso a partir de los proyectos previos a nivel regional, se ha previsto la construcción de interconexiones y también del reforzamiento eléctrico en demás sectores geográficos. Es así que se prevé por ejemplo dentro de territorio paraguayo, y a raíz del proyecto binacional de Yaciretá (Argentina-Paraguay), la construcción de la línea de 500Kw Yaciretá-Ayolas-Carayao, que tendrá una inversión de 200 millones de dólares y que se espera esté lista para el año 2016 (IIRSA, en línea-v). De igual manera, en territorio paraguayo y a partir del proyecto binacional Itaipú (Brasil-Paraguay), se construye actualmente la línea de 500Kw Yaciretá-Asunción, cuya inversión total es de 550 millones de dólares y se prevé esté finalizada en el año 2013 (IIRSA, en línea-w).

En este mismo sentido, entre Uruguay y Brasil, con el fin de facilitar los excedentes estacionales en ambos países e incrementar el comercio internacional de energía eléctrica, se construye actualmente la interconexión entre la estación uruguaya de San Carlos (500Kw, 50hz) y la estación brasileña de Presidente Médici (230 kV, 60 Hz), con su respectiva estación para el cambio de frecuencia (cercana a Melo, Uruguay)²⁶³; esta obra costaría alrededor de 349 millones de dólares y estará concluida para el año 2013 (IIRSA, en línea-x; y Nea Rural, 2011, 03 de julio). Paralelamente, a este proyecto último citado, entre Uruguay y Argentina, existe el proyecto de interconexión entre el proyecto binacional Salto Grande (Argentina-Uruguay) y Melo (Uruguay); para, finalmente, contar con la interconexión conjunta entre Argentina, Uruguay y Brasil, a través de territorio uruguayo. Esta línea de tensión (Salto Grande-

²⁶² El proyecto binacional (Argentina-Brasil) para la construcción del aprovechamiento hidroeléctrico Panambi surge como recomendación del estudio del inventario hidroeléctrico, el cual concluyó en el año 2010. Dicho estudio recomendó la construcción de los emprendimientos de Garabí y Panambi. En el 2011 se llamó a licitación pública internacional para la contratación de los estudios de ingeniería, ambientales y el plan de comunicación social. En marzo del 2012 la comisión evaluadora del proceso licitatorio, formada por profesionales de EBISA y ELECTROBRAS, recomendó al Consorcio del Río Uruguay como pre-adjudicatario de los estudios (IIRSA, en línea-u). También ver *nota* 263.

²⁶³ Uruguay actualmente realiza esfuerzos importantes para la diversificación de su matriz energética, por un lado, espera construir instalaciones eólicas con una capacidad de 500 Mw; y, por otro, la construcción de sistemas de generación por “biomasa & residuos” de unos 200 Mw más. A partir de ello existe un plan conjunto entre Brasil y Uruguay, para que este último pueda vender sus excedentes energéticos; y, en contrapunto, que Brasil también pueda abastecer estacionalmente al mercado uruguayo a partir de su ampliación hidráulica (180, 2011, 19 de mayo).

Melo) tendrá una capacidad de 500Kw y costaría alrededor de 100 millones de dólares, aunque a la fecha no tiene financiamiento²⁶⁴.

Con relación a Argentina y Chile, en la actualidad se habla de su posible interconexión eléctrica formal, este último país capaz de proveerle energía eléctrica en verano, época en la que Argentina registra déficits²⁶⁵. A su vez, existe gran interés de ambos países en avanzar hacia su interconexión, por un lado, en el norte chileno la producción bordea los 4.000 Mw y tan solo aprovecha una demanda que llega a la mitad de sus capacidades. Por otro, existen proyectos entre lado y lado para la construcción de centrales de generación, en Argentina se construyen centrales hidroeléctricas dentro de la provincia de Santa Cruz, y en el Norte Grande de Chile se avanza con la construcción de dos centrales térmicas, las cuales generarán conjuntamente 300 Mw adicionales (La Nación, 2011, 21 de abril; y La Tercera, 2011, 20 de abril).

Consecuentemente, en Argentina alrededor del 29% de su generación proviene de fuente hidroeléctrica y el 64% de generación térmica (Tabla C.39, Apéndice C); por tanto, en épocas de verano (estiaje) la energía es fluctuante. Es por ello que la integración regional eléctrica, para este país, le significaría una mejora de su matriz eléctrica, y le proporcionaría una diversificación de sus fuentes al poder adquirirla a nivel regional y a menor costo. En este sentido, con el fin de reforzar su matriz y alcanzar unos bajos costos en la generación se estableció, dentro del “Programa de Gestión 2004-2008 del Gobierno Nacional”, la necesidad de culminar las obras de la Central Nuclear Atucha II. Dicho proyecto prevé entregar al sistema 748 Mw de potencia y 5.900 Gw-h/año de energía, por su parte, se espera que el proyecto esté

²⁶⁴ La línea de 500Kw, entre Salto Grande (Argentina-Uruguay) y Melo (Uruguay), tendrá una longitud de 250 Km, además, este proyecto tendrá conexión con la represa Garabí (Argentina-Brasil). Este tramo forma parte del proyecto conjunto de conexión eléctrica entre Argentina, Uruguay y Brasil a través de territorio uruguayo (IIRSA, en línea-y).

²⁶⁵ En la actualidad, la empresa chilena Gener cuenta con una filial en la provincia de Salta (Argentina). En un principio, por medio de esta interconexión se esperaba transferir energía eléctrica desde Argentina, basado en un excedente de gas argentino que no existía. La central ubicada en Salta de propiedad chilena, inaugurada en 1999, cuenta con una turbina de ciclo combinado a gas natural y una potencia de 642 Mw. Hasta ahora, la energía que se genera en dicha central se transmite al sistema eléctrico argentino por intermedio de cuatro líneas de 132 Kw. Y de manera puntual hacia el Sistema Interconectado del Norte Grande chileno (SING) por una línea de transmisión de 345 Kw (La Nación, 2011, 21 de abril; y La tercera, 2011, 20 de abril).

concluido en el año 2013, mientras que los costos totales del proyecto habría sumado los 2,54 mil millones de dólares desde el año 1980⁽²⁶⁶⁾.

En este mismo marco de generación nuclear, Brasil ha planeado construir cuatro centrales hacia el año 2030, esto según el “Plan Nacional de Energía al 2030”²⁶⁷. Como se sabe, este país mantiene una gran vulnerabilidad de su parque generador al mantener el 80% de su matriz eléctrica con fuente hídrica. De acuerdo a Isbell (2011), en los próximos quince años Brasil incrementará su capacidad nuclear en un 400%, por lo que el aporte de este tipo de fuente pasará de un 3% a un 10% dentro de su matriz de generación eléctrica; aunque de acuerdo al estudio expuesto en esta Tesis el aporte de esta fuente en el año 2035 se mantendrá en un aproximado del 3%, mientras que su incremento será en algo menos de un 200% hacia este año previsto (Tabla C.39, Apéndice C). Para este mismo autor, la energía nuclear está menos desarrollada en América Latina que en cualquier otra región del planeta, con excepción de África, y mientras en el mundo entero la energía nuclear genera el 16% de toda la energía eléctrica, en América Latina sólo contribuye con el 2%. Además, explica, que existen estudios que predicen que al año 2030 la contribución nuclear dentro de los países desarrollados pasaría de un 23% a un 33% y 51%; paralelamente, dentro de los países en desarrollo (incluida Latinoamérica) se pasaría de un 2% a un 21% y 36%.

A pesar de esto último, con lo sucedido en el desastre de Fukushima (Japón), y frente a los altos y crecientes costos que se exigen para hacer de estas centrales seguras, la realidad ha quedado un poco limitada frente a las previsiones realizadas (Ibídem). No obstante, en el continente suramericano todo indica, por un lado, que los países de Argentina y Brasil mantienen sus programas en el corto plazo; y, por otro, Chile aún registra sus previsiones futuras para contar con este tipo de fuente²⁶⁸. Cabe el caso, ahora, de que UNASUR defina una declaración, a más de la que expone a Suramérica como zona de paz, para iniciar un entendimiento sobre las condiciones de seguridad

²⁶⁶ Las obras de la central nuclear de Atucha II dieron inicio a mediados del año 1981, en la localidad de Lima (Buenos Aires, Argentina), seis años después fueron suspendidas tras una decisión política. En el año de 1994 las obras habían avanzado en un 80% pero la privatización del sector nuclear implicó nuevamente su paralización, aunque sus obras fueron retomadas en el año 2006 y se espera esté en funcionamiento en el año 2013 (Argentina en noticias, 2011, 22 de febrero; Iprofesional, 2012, 30 de octubre; e IIRSA, en línea-z).

²⁶⁷ El “Plan Nacional de Energía al 2030”, fue presentado en Brasilia y aprobado el 25 de julio de 2007 por el Consejo Nacional de Política Energética, dependiente del Ministerio de Minas y Energía.

²⁶⁸ También, ver sección 3.3.4 de esta Tesis.

para este tipo de instalaciones dentro del subcontinente y se empiece con un control de los programas que se están efectuando en este campo, todo ello dentro de un marco general de entendimiento dentro de Suramérica.

Para avanzar con nuestras primeras conclusiones, puede decirse que son muchos los beneficios que traería una interconexión eléctrica a nivel suramericano; solo basta evaluar los beneficios ya obtenidos dentro de Mercosur y de las experiencias previas de interconexión en la región andina, sea incluso que se evalúe desde un punto de vista económico o técnico. A su vez, un mayor mercado eléctrico favorece el desarrollo de mejores precios de los recursos manejados, donde quiera se encuentren dentro de la región misma. Mientras tanto, a nivel ambiental los mercados se orientarán hacia las fuentes más limpias, lo que favorecerá a la energía hidroeléctrica que también se convierte en la más barata. Por todo esto y más, los gobiernos deberán asumir a la integración eléctrica como asunto estratégico, para de esta manera, trazar políticas para su desarrollo, solidez y dimensión internacional.

4.2.4. Mecanismos de la integración: Acuerdos bilaterales y multilaterales.

En los primeros capítulos de este trabajo ya descubrimos en un primer momento que cualquier proceso de integración sectorial, dado en el marco de UNASUR, no podrá consolidarse bajo organismos supranacionales, puesto que la norma no prima a la ley²⁶⁹. Es así como cualquier subproceso que se realice, básicamente, se lo haría a partir de un marco de consensos y acuerdos ya sean bilaterales o multilaterales. Para esto, Suramérica mantiene el impulso hacia los proyectos bilaterales, el cual empezó en la década de los setenta y por lo visto se mantendrán a futuro. Para algunos autores como Alvares y Fadigas (2010, p.1), estas experiencias de interconexión física para transmisión y operaciones bilaterales en la construcción de hidroeléctricas, concretados y apoyados con financiamiento de instituciones financieras multilaterales, han contribuido con experiencias positivas y favorables hacia la integración suramericana. De hecho, estos acuerdos son hasta el momento uno de los mecanismos efectivos para avanzar hacia ese objetivo común, a pesar de ello, aún se buscan alternativas para acercar las condiciones iniciales con que se estableció dicha integración sectorial.

²⁶⁹ Revisar sección 2.3.1, en la subsección “Cumbre extraordinaria de Brasilia -UNASUR-”, y en las conclusiones de dicho capítulo, sección 2.6. También revisar UNASUR (2008a, art. 13).

Por otro lado, de acuerdo al análisis que realiza González (2008, p.26), una de las características predominantes de la región en materia energética es que, paradójicamente, se fomenta la firma de acuerdos multilaterales acompañado, contradictoriamente, con la profusión de acuerdos bilaterales. Según este autor, esto provoca un detrimento de la integración a favor de la desintegración, pues desde el bilateralismo se crea la imposibilidad de que la región alcance etapas finales de un proceso de integración con beneficios reales para los pueblos y sociedades nacionales de cada país. En este sentido, el problema de la sobre integración son las dificultades de avanzar en materia de regulación, especialmente en aspectos sensibles como tarifas, impuestos, aranceles y resolución de conflictos, ya que se corre el riesgo de la multiplicidad o proliferación de acuerdos binacionales o acuerdos de cooperación²⁷⁰. O simplemente se corre el riesgo de buscar, por cada acuerdo bilateral creado, mecanismos tanto de control, supervisión, eficiencia, comercio, distribución, transporte, normalización, regulación, fijación de precios y distribución de beneficios, entre otros.

A pesar de esto, al día de hoy Suramérica ha apostado por este tipo de acuerdos binacionales a partir de los varios escenarios que surgieron en el pasado, que surgen en el presente y que a su vez condicionan su futuro. Entre los escenarios que de una u otra forma promovieron y promueven la bilateralidad frente a marcos comunes multilaterales se podría citar, por ejemplo, la progresiva bilateralidad del comercio energético que apareció hace más de tres décadas y, con el cual, los países implicados remediaron sus desabastecimientos internos o déficits energéticos de manera puntual y relativamente inmediata (Guzmán, 2008, p.112). Paralelamente, este tipo de operaciones brindaron beneficios a los estados bajo sus condiciones históricas, de ello, se sobrepesa aún estos mecanismos ante marcos multilaterales o mayormente integradores.

A favor de estas preferencias bilaterales se podría destacar también la presión que existe sobre los gobiernos para que hallen soluciones inmediatas acerca de los desabastecimientos energéticos que se suscitan en los países respectivos, sin que se exijan planes a medio o largo plazo. Esto se genera, tal vez, por el desconocimiento del tema energético dentro de la sociedad o la falta de fuentes promocionales donde se eduque sobre los beneficios de un mayor marco multilateral. Así también, existe la

²⁷⁰ Revisar *nota 33* de pié de página.

preocupación de los países suramericanos que, a través de marcos multilaterales, el verdadero aprovechamiento se encuentre condicionado significativamente por el peso regional de aquellos que cuentan con un potencial mayor y una oferta energética privilegiada (Celi, 2008, p.156). A su vez, con el bilateralismo los estados han podido aprovechar de mejor manera su rol empresarial y acentuar su poder de decisión al momento de gestionar sus acuerdos (Ibíd., p.155).

Aún en desmedro hacia un camino multilateral podría citarse también la falta de un liderazgo regional, el cual hubiese visualizado las necesidades energéticas regionales presentes, sin que se haya apuntado hacia una verdadera unidad regional en temas energéticos al día de hoy. Por el contrario, sólo ha habido una dinamización de ciertos mercados entre países específicos, sin que exista la necesidad de crear marcos multilaterales que regulen sus intercambios e impulsen verdaderas iniciativas de integración. Para Guzmán (2008, p.12), a pesar de los desarrollos energéticos fácticos de alto impacto, como el gasoducto entre Bolivia y Argentina²⁷¹, y a pesar de la enorme cantidad de convenios y organismos multilaterales que dan cuenta del interés integracionista en la región, el tema energético cobró importancia central hacia finales de la década de los noventa. Y fue así que, a través de los proyectos iniciales de UNASUR, se enfatiza a la integración energética suramericana como eje fundamental para el desarrollo de los pueblos.

Ahora bien, no por casualidad dentro de UNASUR se ha promocionado el desarrollo de una integración energética y a los mecanismos multilaterales como medios para consolidarla, sino que se dieron a raíz de un conjunto de escenarios que las apremiaron. Entre estas situaciones podemos mencionar la aparición de nuevos actores e iniciativas en el escenario internacional, como por ejemplo las iniciativas de integración energética a nivel continental, las cuales fueron delineadas bajo el Consenso de Washington, por tanto, actores públicos y privados regionales exigieron una mayor relación entre sus países para hacerle frente (Acosta, 2008, p.45). Igualmente, surge dentro de los pueblos regionales la necesidad de asegurar su abastecimiento energético futuro al considerar que las fuentes de recursos no renovables son limitadas, así que era importante instrumentar nuevas orientaciones energéticas regionales y que,

²⁷¹ Este gasoducto proporcionó gas boliviano hacia Argentina entre los años de 1972 y 1999.

fundamentalmente, sustenten alianzas estratégicas eficientes y eficaces para garantizar un suministro energético estable (Ibíd., p.46).

De igual manera, surgió la necesidad de definir adecuaciones técnicas ya que, por un lado, los países superavitarios en energía querían expandir sus sistemas energéticos y promover la exportación de sus excedentes, por otro, los países deficitarios deseaban contar con normas regulatorias para que estos intercambios se realicen de manera segura, y así poder mitigar los costos económicos y políticos ante los cortes energéticos que se realizan a usuarios e industria (Guzmán, 2008, p.81). Esta promoción para el intercambio comercial multilateral de energía beneficiaría a todas las economías de la región al permitirles acceder a fuentes más baratas y, a su vez, atraerían inversiones directas e incrementarían sus relaciones. Por último, los proyectos a escala multilateral fueron vistos como posibles herramientas para coordinar la interdependencia entre estados y demás sectores (Peña, 2010, p.26 y Bodemer, 2010, p.181).

Según lo expuesto, nos toca ahora responder si el camino que está tomando la región para la consolidación posible de su integración energética sigue un rumbo erróneo o factible; en este ámbito, podemos decir que existen expresiones a favor y en contra de este proceso sectorial. Por ejemplo, Celi (2008, p.156), tiene un criterio desfavorable sobre las actuales condiciones, de hecho, expresa que más allá de la diplomacia presidencial promotora de amplios acuerdos que vinculan energía e integración económica y política, la región aún no encuentra condiciones para una plena integración energética; menos aún, se espera, que articule tanto las transformaciones necesarias dentro de los mercados de energía junto con las nuevas dinámicas de una integración global en la región.

Para este mismo autor la seguridad energética, base fundamental de una integración energética, pues no se garantiza de manera aislada sino bajo un todo. Además, expresa que el desarrollo de mecanismos de cooperación en energía ha avanzado más en el plano bilateral a favor de suplir ciertas complementariedades, aunque en contrapunto, estos mecanismos no han permitido aprovechar de mejor manera el potencial de petróleo, gas, hidroelectricidad e infraestructura energética de los países bajo una planificación a largo plazo.

Para Acosta (2008, p.46), la situación actual es necesaria, y forma parte de la antesala a un deseable y posible marco normativo energético común. A su vez, el enfoque sustancial de la región, actualmente, es que la integración energética no esté precisamente organizada por los mercados, sino que los estados tengan una participación más activa, sea a través de acuerdos binacionales, multinacionales o subregionales. Bajo este punto, la integración energética es un escenario deseable que se debe construir gradualmente y que, en nuestro continente, la integración energética no se ha dado ni siquiera en América del Norte, mas bien, lo que se ha dado son iniciativas para crear sistemas funcionales que se apoyan mutuamente (Ibíd., p.48).

Ahora bien, por un lado, conocemos que la forma actual de producir, distribuir y utilizar energía no es viable en el largo plazo, y que el sistema energético actual se encuentra muy ligado con la dependencia de los combustibles fósiles (68%, Tabla 3.2, Capítulo 3), los mismo que se están agotando. Conocemos además que en las próximas dos décadas el tema de la integración energética girará en torno a la mayor eficiencia de las energías fósiles, con los esfuerzos respectivos para un mejor desarrollo de fuentes renovables y complementadas con energía nuclear en Argentina, Brasil y, posiblemente, en Chile. Por consiguiente, la complementación y cooperación energética regional debe necesariamente avanzar de manera gradual y sostenida en su senda hacia su integración energética, para esto, se cuenta con una cantidad de factores positivos que hacen del desarrollo y de la integración energética una prioridad de los países.

4.3. Otros aspectos por contemplar para la profundización de las relaciones regionales.

Previamente, ya se establecieron en los primeros capítulos parte de las dificultades que impiden que el proceso de integración energético suramericano fluya desde la óptica con el que fue creado. Cabe recordar que bajo este enfoque se pretende crear un espacio integrado energéticamente donde se estimule el desarrollo sostenible y, de igual manera, se ponga en funcionamiento un nuevo modelo de integración que, en contraposición a los anteriores, no se base en sólo crecimiento económico. De ello, se espera que esta iniciativa se desarrolle bajo un entorno de cooperación e integración regional, en el cual los estados puedan dar solución a uno de sus problemas inmediatos,

como es el desabastecimiento energético. Aunque como vía para tal consecución se ha escogido como vía el compromiso estatal y se rechace, por ahora, cualquier tipo de integración profunda a partir de la creación de organismos supranacionales (Solón, 2008, p.13).

En tal caso, la decisión actual suramericana en no llegar a mayores grados de integración, en su proceso global y consecuentemente en su proceso de integración energético, no debe ser vista como medio erróneo para alcanzar parte de los objetivos que fueron formulados bajo su concepto de integración y enfoque previsto. Sino que esta modalidad deberá ser vista como la antesala a cualquier mecanismo más profundo. Es decir, la dedicación actual deberá ser la identificación de tareas, la preparación de propuestas de beneficios mutuos para las partes y la búsqueda incesante de maneras más idóneas para aumentar los niveles de interdependencia. De hecho, esto lo mencionó Cohen (1980) como mecanismo "...no se trata de dotar a las instituciones permanentes,..., de poderes supranacionales, se trata de que dichas instituciones estén permanentemente dedicadas a las tareas de identificación y preparación de propuestas, de beneficio mutuo para todos los participantes..." (p.32), pues "aumentar dicho nivel de interdependencia tiene como objeto solucionar problemas comunes mediante la adopción de decisiones comunes, para beneficio mutuo de todos ellos" (p.22).

Incluso, el alcanzar estos propósitos iniciales minimizaría la importancia de la meta de integración, por lo que la importancia deberá recaer en la identificación de otros niveles de institucionalización y que a cada nivel se le corresponda un interés particular, "De allí se deriva también el hecho de que pierda importancia la meta final a la cual se supone que aspiran los participantes, porque el énfasis ya no se centra en llegar a ella, sino en el aumento de la interdependencia intrínsecamente beneficiosa...". "De esta manera carece de relevancia si se llega o no a la meta final,...podría afirmarse que la preocupación por la meta final es prematura y que revela cierta impaciencia" (Ibíd., p.32).

En todo caso, a partir de este punto cobra mayor relevancia la identificación de asimetrías y problemas entre los países miembros, por tanto, estas acciones se vuelven un paso previo e imprescindible para el diseño de los instrumentos necesarios que

deberán ser creados en función de los objetivos y prioridades que se establezcan. Pero no solo existen los problemas estructurales que ya fueron analizados, existen además otros menos tangibles que deberán ser también abarcados para dar una mayor armonía regional y, así, los pueblos suramericanos empiecen a buscar soluciones desde su interior. Son varias las situaciones perversas adicionales que merman estos objetivos de unión y de progreso regional, y que serán analizadas a continuación. Entre las más importantes se destacan:

❖ La falta de visión y diseño sobre una transformación productiva regional con sólidas políticas basadas en conocimiento e innovación. Básicamente, por esta razón los procesos de integración se han constatado débiles en el mediano y largo plazo (Acosta, 2008, p.55). En desmedro a esto, los países suramericanos únicamente han tendido a la creación de un sin números de acuerdos comerciales orientados a crear zonas de libre comercio, sin acuerdos previos de desarrollo, complementariedad e integración productiva. Y si bien esta opción les ha permitido un mayor intercambio inter e intraregionales, no la han conducido hacia una plataforma tecnológica que contribuya a abatir problemas estructurales como inequidad, exclusión y pobreza. Como lo habría definido Acosta (2008, p.53), “resulta sorprendente que países productores y exportadores de hidrocarburos no hubieran desarrollado suficientes infraestructuras de refinamiento, generando dependencia de derivados y, en algunos casos, una pobre calidad de los combustibles con impactos perversos en el medio ambiente y en la salud de sus ciudadanos”.

Mientras tanto, sabemos que la transformación productiva se sustenta en esfuerzos nacionales para la transformación de sus patrones de especialización, lo que genera diversificación de las economías y añade valor agregado a las actividades en todos sus sectores. En tal caso, la energía brinda actualmente la situación más propicia para crear políticas que diseñen una estrategia de investigación y desarrollo (I+D), y con ello, poder promover emprendimientos innovadores, y el desarrollo incluso de centros tecnológicos dentro de las empresas energéticas públicas y privadas. Bajo esta situación, sin duda, se permitirá la transformación social sin su posible aislamiento, pues sin ella no puede darse una verdadera transformación energética sustentable, ya que incluso estos segmentos se encuentran plenamente vinculados.

❖ Disputa hegemónica regional. Sobre esto, Peña (2010, p.40-41), ya expone la contrariedad que existen entre países específicos que intentan ser percibidos como anclas de sus propias políticas macroeconómicas, y de ello, conseguir respaldo ante cualquier crisis externa. Y aunque no lo parezca, este tipo de acontecimientos revelan aspectos claves de los condicionantes a los que se enfrenta un proyecto de integración. Pues cabe recordar que la importancia de las decisiones políticas de un país, en el ámbito económico, repercuten sobre las relaciones globales con los países vecinos. De hecho, el establecimiento de precios y de medidas impositivas tanto en el mercado interior, como de sus intercambios con el exterior, pueden dar lugar a decisiones no convergentes (Guzmán, 2008, p.75).

Aunque para Sanahuja (2010, p.92), la concepción de prevalecer sobre el resto se explica por la necesidad de preservar cierto margen de maniobra en la política nacional, así como en la defensa de los intereses nacionales frente a los países vecinos; sobre todo, cuando existen marcadas asimetrías de tamaño, poder y riqueza. En particular, la historia de las relaciones de vecindad, no siempre armoniosas, indican una posición defensiva en torno a las asimetrías y a los disímiles desarrollos económicos y productivos de éstos. Y, particularmente, los países de Brasil, Argentina, Chile y Venezuela se mantienen bajo este rol regional, y los cuales poseen un mayor grado de evolución regional frente a los demás países. En el cual, dentro de estos, sobresale Brasil por sus recursos de todo tipo, sea por la dimensión de sus mercados, por el dinamismo de su economía o por sus relaciones internacionales en procura de mercados mucho más amplios para sus productos, servicios e inversiones (Guzmán, 2008, p.108). Así también, sobresale Venezuela por la dimensión de sus reservas que, a través de estos, ha firmado acuerdos de cooperación energética con los países centroamericanos y con varios países suramericanos.

❖ Subsistencia de grandes mitos territoriales. Lastimosamente, aún persisten grandes mitos en torno a las “pérdidas territoriales” que se dieron con la redistribución política suramericana, hace más de doscientos años, y por los cuales se construyeron los distintos estados suramericanos (Sanguinetti, 2007, p.11); sin querer mencionar incluso las añoranzas territoriales prehispánicas que aún existen como ideas o legados vivos y

que se mantienen aún en las nuevas generaciones. Y esto surge en Suramérica como parte del adoctrinamiento nacional de sus ciudadanos, y por el cual se mantienen latentes estos conflictos a través de historias oficiales y dentro de sus programas educativos. Esto ha generado que en cada uno de sus ciudadanos se desarrolle un lenguaje nacionalista con sentimientos violentos, lo que ha mantenido el distanciamiento de los países a lo largo del siglo XX y dentro de esta primera década. Y aunque en principio toda la región suramericana a través de UNASUR fue declarada como zona de paz, aún se constatan diferendos fronterizos que provocan cuadros de turbulencia y fragilidad que amenazan las condiciones de seguridad del área.

❖ Inconsistencias políticas entre gobiernos regionales debido a sus compromisos con EEUU (Hernández-Barbarito, 2007, p.14). En los últimos años se ha acentuado el carácter multipolar de la inserción económica internacional de los países suramericanos, lo que se refleja en la estructura de su comercio exterior y en los flujos de inversión extranjera recibidos. De ello, surge en la región el debate de quienes promueven una mayor autonomía en el conjunto internacional y, en particular, con respecto a este país del norte. Esto ha dado lugar a intensas polémicas políticas e ideológicas respecto a cuestiones que afectan directamente a la integración regional, como las estrategias de desarrollo y las modalidades de inserción internacional.

De este conflicto han proliferado iniciativas y acuerdos que apuntan, en un caso, hacia mayores mecanismos de cooperación regional y sub-regional con el fin de generar un mayor contrapeso hacia un sistema hegemónico mundial más equilibrado, y en otro, a acuerdos de integración sur-norte con Estados Unidos y Unión Europea. Esto ha tendido a marcar el dilema, desde el año 2000, si se opta por acuerdos comerciales con países avanzados como marco básico para una mejor inserción internacional o, por otro lado, dar un mayor contenido a la integración regional (Sanahuja, 2010, p.94). Aunque de igual manera, la subsistencia de este conjunto de acuerdos en vigor dentro de la región precisa realizar un inventario de los acuerdos existentes y de las preferencias vigentes, reglas de origen y salvaguardia para identificar las inconsistencias (Ayuso, 2010, p.169), lo que de por sí agrava el escenario de integración. Consecuentemente, es meritorio que la región intente adaptar y armonizar sus relaciones en torno a estos

acuerdos lo más pronto posible, y así, el objetivo de integración regional no pierda su relevancia.

❖ Limitación en el desarrollo tecnológico en áreas específicas del sector energético. Como lo habría expresado Hernández-Barbarito (2007, p.14), esta limitación ha evitado una mayor y mejor explotación nacional de los recursos. Se conoce que, desde un enfoque agregado, América del Sur es exportadora neta de productos primarios y de manufacturas basadas en recursos naturales y, a su vez, es importadora neta de productos con tecnología media y alta. Mientras tanto, el diferencial a nivel regional lo hacen las manufacturas de baja tecnología, en el cual, Mercosur es un exportador neto, mientras que el resto de países son importadores netos (Simonit, 2010, p.54). Este marco presentado se extiende, lastimosamente, a todo el espectro productivo dentro de la región, sin que se espere alcanzar mayores niveles de desarrollo tecnológico frente a otras regiones que, en principio, la adelantan en ventajas competitivas.

Pero Suramérica posee nichos dentro del sector energético que la hacen capaz de superar este tipo de paradigmas que, bajo un criterio de sostenibilidad ambiental y viabilidad socioeconómica, podría desarrollar progresos significativos en cuanto a procesos innovativos a gran escala, y así, determinar posiciones competitivas en el sector sea a través de biocombustibles, biogás, biomasa (incluida transformación artificial), sistemas geotérmicos y energía mareomotriz (Estrecho de Magallanes, costas del pacífico colombiano y desembocaduras de ríos en sector ecuatorial). Ahora bien, dentro de los estudios prospectivos se ha visto a la energía como uno de los campos con mayor potencial, mientras que la segunda familia tecnológica con mayores perspectivas se encuentran relacionadas con la preservación del medio ambiente que, por supuesto, complementa a las energías renovables en el contexto de un desarrollo sostenible (Acosta, 2008, p.54).

Por último, tratar de superar estos problemas adicionales, al marco de la integración, generaría también que los individuos sean sujetos activos de su propio desarrollo. Que ejerzan responsablemente sobre sus vidas, en su entorno inmediato y, a su vez, que desarrollen alternativas propias para superar sus problemas de desigualdad: De hecho, superar estos problemas deberá tener carácter prioritario, ya que han definido

su historia y se mantiene como característica principal como círculo vicioso (PNUD, 2010). Es así que, la oportunidad histórica de forjar un entramado y construir una nueva Suramérica en torno al tema energético es única, por ello, sus acciones deberán estar investidas bajo una nueva forma de ver el desarrollo, con un enfoque integral y cuyas nuevas estrategias se sustenten no solo en factores físicos y económicos, sino también en aspectos humanos y organizacionales.

4.4. Acciones complementarias pendientes por realizar.

Dentro del modelo original planteado en este proceso energético suramericano, se reconoce el hecho de que no puede haber crecimiento económico sin bienestar social ni sustentabilidad ambiental. Por esta razón, dentro de este marco de integración es importante que los gobiernos den prioridad a la generación de políticas efectivas que integren tanto a grupos sociales así como a territorios específicos, las cuales también servirán como medio conductor para la reformulación de requerimientos en términos de recursos endógenos y exógenos, y así alcanzar la opción de desarrollo (Ochoa y Pilonieta, 2006. p.26). En este sentido, la política pública y social juegan un rol importante dentro de este escenario, ya que no pueden estar exentas, pues en décadas anteriores se ha observado como las medidas impuestas por un modelo neoliberal han impactado fuertemente en las economías en desarrollo. Así que, la vinculación y la articulación de estas políticas dentro de este modelo no son una importancia, sino una necesidad y una alternativa para lograr un desarrollo regional sostenible (Chávez, 2008).

Ahora, las dudas que surgen es cómo dar viabilidad a aquellos conceptos formulados dentro de este enfoque, sin que se irrumpa a la circulación ágil y eficiente de la energía a través de sus corredores internacionales, y sobre todo, bajo un espacio flexible de acuerdos y consensos donde prevalezcan los conceptos energéticos contemporáneos de cooperación, seguridad, dependencia y soberanía, y así, no se entorpezca esta tendencia actual. Desde luego, como primer aspecto fundamental deberá prevalecer un compromiso profundo de los estados para que sus acuerdos sean realmente implementados dentro de sus contextos estatales y lleguen a alcanzar las diversas metas marcadas. A su vez, se torna relevante dentro de esta iniciativa el impulsar y promocionar la interacción que debe surgir entre estado, empresa privada y comunidades.

Pues bien, para que esta iniciativa mantenga su inercia propondremos ahora las acciones necesarias para que retome la senda originalmente trazada. En todo caso, se las emitirá con el enfoque que relaciona desarrollo y energía, pues detrás de este concepto se alojan un cúmulo de intenciones nobles y la posibilidad de concretar otro tipo de integración. Así que, comprender aquello que lo hace posible, corregir los problemas que enmarcan a la iniciativa y fortalecer sus causas es lo que nos permitirá acercarnos, en la medida de lo posible, a aquel modelo planteado que no es otra cosa que buscar la armonía entre el hombre y la tierra, dentro de un marco de crecimiento sostenible, hoy y siempre. Y aunque la tarea se torna algo titánica, se exponen los siguientes:

a. Como primer punto se debe destacar que cualquier acción sugerida deberá encontrarse del marco en el que se circunscribe dicha integración energética, bajo su vocación social y sobre las contemplaciones realizadas en las Declaraciones y acuerdos que le preceden. En todo caso, dichos acuerdos que condicionan directamente a esta iniciativa energética son: la Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana, suscrita el 09 de diciembre de 2006, en Cochabamba (Bolivia); la Declaración de Margarita, emitida el 17 de abril de 2007, en Porlamar (Venezuela); y las manifestaciones expuestas en el Tratado constitutivo de UNASUR, elaborado el 23 de mayo de 2008, en la ciudad de Brasilia (Brasil), esta última dado el amparo legal en el que se rubrica propiamente el proceso energético.

A su vez, como los objetivos de esta iniciativa energética expuestas en la Declaración de Margarita son múltiples, variados e inexactos es importante que dentro de Suramérica se defina un objetivo general mucho más centrado, para que no se tergiverse y se pierda el concepto base de una integración energética. Paralelamente, se deberán crear objetivos específicos que cumplan un orden y secuencia lógica, pues no se puede exigir desarrollo humano en torno a la integración energética si no se contemplan, previamente, medidas encaminadas a la concreción de proyectos energéticos eficientes que generen beneficios, y así, poder hacer uso de ellos para impulsar educación y salud, como ejemplo.

Es decir, el tema central del proceso de integración energético deberá garantizar, entre sus objetos fundamentales, el balance de la matriz energética regional y de cada estado miembro, basado en la construcción de una matriz energética en el que predominen los criterios del uso racional de la energía, la búsqueda de su máxima eficiencia, ahorro energético y el desarrollo de fuentes alternativas.

b. Como segundo punto, y de acuerdo al análisis realizado al principio de este capítulo, se conoce que cada sector energético presentan sus propias características para su exploración, explotación, transportación, comercialización e integración, dentro del mismo mercado regional así como dentro de los mercados mundiales. Por tanto, la iniciativa de integración energética suramericana tendrá como responsabilidad realizar diferenciaciones para dar un tratamiento individual a cada sector energético, sean en sus áreas: petrolera, gasista, carbón mineral, energías renovables, energías alternativas y sector eléctrico (ver sección 4.2).

Como punto de partida conocemos que el mercado petrolero internacional tradicionalmente ha estado bastante integrado (European Commission-SYNERGY, 1999), por lo que se encuentra desregulado con una amplia integración mundial de sus mercados. Mientras tanto, la explotación y uso de estos recursos, en la última década, lo han definido los propios estados enmarcados bajo el concepto de nacionalismo o soberanía energética.

Con respecto al mercado del gas, en cuanto a su explotación y transporte, este tema toma otro rumbo, pues se basa en el manejo o administración de la infraestructura, ya que el suministro a nivel regional nace en las bocas de pozos y terminan en el consumidor final, sin que exista una compleja red interconectada, más, esta infraestructura pertenece o al sector público o privado.

Por otro lado, las propuestas de energías renovables-alternativas se desarrollan en un escenario complementario para buscar una mayor eficiencia energética y que estos provoquen menores impactos ambientales, así mismo, descansa dentro de la optimización de nuestra demanda energética, el que orienta a reducir las fuentes no-renovables.

Sobre carbón mineral, se proyecta a futuro un mayor consumo de este producto, pero a partir de su alto índice de contaminación actual se mantiene relegado su mejor aprovechamiento, sin que se promociónen siquiera las tecnologías existentes para la reducción de sus emisiones contaminantes.

Y en lo concerniente a energía eléctrica, pues es un producto diferente al resto, con costos diferentes según sus fuentes y con tratamientos variados en su comercialización. Además, desde su punto técnico existen diferencias acerca de su voltaje y frecuencias con que se producen y se manejan en cada país, por lo que requiere otros parámetros para su manejo e intercambio intrarregional.

c. Otro punto adicional, sobre lo anteriormente expuesto, trata acerca de la seriedad con que se debe manejar el tema de la eficiencia energética y la búsqueda de mayores ahorros, pues deberá ser visto este tema como un sector fundamental dentro de los tratamientos al interior de esta iniciativa energética. Por ello, deberá existir un plan de eficiencia energética con metas específicas a futuro (aumentarla en un 5 o 10 o 15%). Pues como caso adverso, el uso y comercialización de la energía podría desplazar la importancia de la eficiencia energética dada las capacidades actuales, hasta convertir a cada una de sus fuentes energéticas en meros bienes de intercambio, como ha sucedido hasta ahora en el interior de los estados. En consecuencia, este campo tendrá como responsabilidad, además de las ya citadas, el continuo monitoreo de la explotación y uso de los recursos energéticos, la coordinación y planificación estatal en el mediano y largo plazo, la presentación de datos y estadísticas de manera continua, la elaboración de estudios para el desarrollo de fuentes alternativas, así como investigaciones en áreas de I+D+i²⁷².

Complementariamente, se deberá crear alguna institución técnica capaz de llevar a cabo dicha responsabilidad o, a su vez, se podría dotar de esta capacidad técnica a

²⁷² De acuerdo al caso español, una manera de impulsar el desarrollo en I+D+i dentro de las empresas y sectores de la economía en general, en materia de impuestos, son las “deducciones para incentivar la realización de determinadas actividades” (España. Real Decreto Legislativo 4/2004, Título IV, Cap. II). Los campos de actuación dentro de este decreto cubren varias actividades realmente, entre ellas: la investigación, desarrollo e innovación tecnológica (I+D+i); fomento de tecnologías; inversión en medio ambiente; formación profesional; por impulso o participación que podría tener la empresa privada en la creación de normas comunes regionales; e inversión social local o regional entre otros. Para el caso suramericano, la aplicación de estas deducciones para efectos fiscales resultaría de aquellos gastos contables relacionados a proyectos individuales energéticos y especificados bajo norma o lista. Sin embargo, mecanismos más precisos deberán estar sujetos a estudios propios regionales.

instituciones existentes, como IIRSA u OLADE por ejemplo. Así, a más de las actividades ya citadas, éstas instituciones puedan generar constantemente una evaluación, planificación y prospectiva de la matriz energética suramericana. Es importante indicar que la responsabilidad de prever consumos energéticos futuros se convierte en un aspecto importante, ya que estas necesidades deben proyectarse en un mediano y largo plazo para una mejor toma de decisiones y que, fundamentalmente, cualquier decisión que se tome sea sobre la base de un criterio técnico y prospectivo.

d. Otra acción necesaria pendiente es dotar de capacidad financiera al proceso de integración energético, lo que permitiría a la región diseñar, emprender, controlar y vigilar programas y proyectos energéticos de manera descentralizada. Incluso, la institución encargada de manejar estos fondos podría cofinanciar o avalar parcialmente estos proyectos para así reducir el nivel de riesgo inherente. Este criterio, de contar con una dotación financiera, es compartido con autores como Acosta (2008, p.60-61), que sugiere además un nombre para la institución “FONASUR”, el cual contribuiría también a reducir las asimetrías en los niveles de desarrollo, pero sobre todo, estaría enfocado a impulsar y cofinanciar programas y proyectos que ahora no son financiados de manera permanente por la CAF, por organismos multilaterales, por la CAN ni por el MERCOSUR. Pues éstos últimos, añade el autor, en la práctica no ejercen más que funciones de coordinación en materia de desarrollo productivo, social, tecnológico, laboral, entre otros.

Autores como Nieto (2007, p.25-26), explican que para el caso de la UE el presupuesto común de este espacio de integración está en torno al 1% del GDP, cuyas dos fuentes lo conforman una transferencia directa por parte de cada uno de los estados; y, la segunda, a partir de los ingresos obtenidos de la aplicación de tarifas externas establecida por su unión aduanera. A la vez, de acuerdo a su sugerencia realizada para la creación de un presupuesto común para Centro América, este autor sugiere establecerla con un máximo del 0,5% del GDP de la región. Por consiguiente y sobre esta base expuesta, existiría una pauta para sugerir la creación de un presupuesto común dentro del espacio de integración energético suramericano, el que se crearía a través de la transferencia directa de los estados miembros y cuyo rango, con respecto al GDP (0,5%

- 1%), lo establecerían los estudios pertinentes²⁷³. Otra manera para complementar dicho presupuesto sería el establecimiento de un impuesto, o parte del impuesto a la renta que deben devengar las empresas y proyectos energéticos creados. También, con el aporte generado por cualquier arancel establecido sobre equipo o maquinaria importada para las obras energéticas. Fundamentalmente, estos fondos creados deberán ser distribuidos por sector energético, por sector geográfico, hacia aquellos proyectos que estimulen la integración energética fronteriza (mientras así lo manifiesten los países implicados), sobre las poblaciones que sufran algún impacto directo y para los segmentos menos favorecidos.

e. Una acción relevante adicional es potenciar y asignar proyectos energéticos regionales, en base a los recursos naturales con que se cuenta. Sobre este conocimiento expuesto además por Ffrench-Davis (1978), servirá consecuentemente para estrechar las relaciones entre países que se encuentran dentro de una iniciativa de integración, y servirá principalmente para aprovechar sus potencialidades regionales. Por tanto, se deberán asignar proyectos que incrementen las ventajas competitivas en cada uno de los países de la región. Para el caso suramericano, se estimulará el desarrollo de energías alternativas-renovables según las condiciones geográficas de cada país, así por ejemplo; la geotermia, en los países andinos al formar parte del anillo de fuego; la energía solar, dentro de las regiones de Chile, costas de Venezuela, Brasil e Islas Galápagos en Ecuador. Sobre energía eólica, estos proyectos se distribuirían hacia el sur de Argentina. Y con respecto a biomasa y biogás²⁷⁴ en todos y cada uno de los países miembros. No obstante, cada proyecto deberá ser definido específicamente según los estudios elaborados.

f. Con el fin de garantizar un verdadero pluralismo dentro de esta iniciativa, de tal manera que exista una armonía real entre poder político global y los asuntos provenientes tanto de los grupos como de las personas que conforman las sociedades, se

²⁷³ De acuerdo al FMI (en línea, ref. de 05 de enero de 2013), el GDP (PIB) en el año 2012, en dólares y a precios corrientes (según sus estimaciones realizadas con base en el año 2010), se encontró en 4,35 billones de dólares. En el cual, Brasil cubre el 60,2% del monto total; Argentina, el 10,8%; Colombia, el 7,8%; Venezuela, el 7,2%; Chile, el 5,7%; y juntos estos cinco países cubrieron el 91,6% del total regional.

²⁷⁴ Reactores de biogás sencillos han tenido amplia aceptación en países como China, India, Filipinas y Brasil. En estos países se ejecutaron importantes planes gubernamentales que impulsaron y apoyaron con asistencia técnica y financiera su empleo (Hilbert, 2009).

deberán realizar un conjunto de acciones que acompañen a este campo. Es así que, se deberá dar estructura y contenido a la integración energética, a través de la participación de los responsables directos del aparato productivo, de la industria y de la sociedad. Según Cohen (1980), los temas surgidos en las diferentes cumbres son demasiados gruesos y generales, lo que provoca la exclusión de una gran parte de los que desempeñan el quehacer social, mas, no se debe olvidar que estos grupos son capaces de autogenerar formas de energías. Por consiguiente, se torna indispensable la implementación de algún incentivo para su estímulo. Por ello, es importante el funcionamiento de foros, observatorios y centro de ideas que se orientarían a la convergencia de opiniones y, en particular, que encaminen las decisiones correctas promovidas por los estados nacionales y regiones suramericanas.

Para Ablan, Aguilar, Aldana y Arias (2006), los observatorios poseen una gran relevancia al momento de gestionar el conocimiento regional y dar a conocer información inteligente sobre las evoluciones tanto regionales como nacionales, por esta razón, se permite una mejor toma de decisiones. Además, los observatorios a través de sus actividades de prospectiva, diseño y evaluación de indicadores y vigilancia tecnológica, entre otros, ayudan a identificar diversas situaciones, entre ellas: conflictos, deformaciones en el desarrollo, buenas praxis y tecnologías emergentes. Se permite también a través de estos observatorios que exista un proceso de aprendizaje colectivo regional y que el proceso se vea fortalecido desde lo local.

g. En base al conocimiento expuesto por Cohen (1980); éste autor ya explicaba acerca de las tres tareas fundamentales que todo espacio de integración debe efectuar, como son: información e investigación, identificación de problemas y velar por los compromisos adquiridos. Por otro lado, Ablan et al (2006, p.113), también explicaron acerca de otras tres tareas básicas que debe realizar una organización institucional, las cuales son planificación y seguimiento del desarrollo, gestión del conocimiento regional y desarrollo de la institucionalidad.

Sobre la base es este conocimiento, por tanto, dentro del proceso de integración energético suramericano deberá existir un sistema de información energético público y cuya información sea gratuita, mas, se hace énfasis en que la información que fluya del organismo responsable deberá estar al alcance de estudiantes, sector público, sector

privado o población en general; todos ellos como sector potencial para el análisis, creación de ideas y control. En este sentido los sistemas de información energéticos deberán incluir elementos relevantes como estudios, prospectivas, estadísticas, información de precios, estructura tarifaria y arancelaria, marcos normativos y una actualización completa sobre los avances reales dados a partir de los compromisos realizados entre estados parte.

h. Otra de las acciones fundamentales, con el fin de compensar parte de las asimetrías del crecimiento económico, y que sirven como mecanismos para la convergencia social e intrarregional, es la creación de programas de educación, formación e intercambio de profesionales en el área energética. Se conoce que una de las estrategias para el desarrollo de la integración energética implica también contar con el desarrollo de conocimientos. Para esto se requerirá la conformación de una organización, infraestructura, capacidad científica y tecnológica. Bajo este tipo de acciones emprendidas se reforzaría el conocimiento de los individuos y que estos sean capaces de realizar emprendimientos, formulación de proyectos innovadores y conducción de centros de desarrollo, entre otros. Pues, bajo un programa serio y bien estructurado se darían los diferentes beneficios ya vislumbrados y, como lo habría expresado Acosta (2008, p.63), “para crear una estrategia de cooperación tendiente a fortalecer la satisfacción de las necesidades energéticas se requerirá de recurso humano con alta calificación en las áreas estratégicas”.

Desde luego, dentro de este punto se implica también la divulgación del conocimiento para el desarrollo de proyectos de generación energética, y qué mejor, que promocionar los varios tópicos de energías limpias para su impulso y desarrollo. Ya sean en áreas rurales o ciudades vecinales con la debida asistencia técnica que, a más de los beneficios ambientales, podrían desencadenar una serie de servicios y fuentes de empleo. Dentro de esta misma instancia se promocionaría de forma conjunta programas para: la mejora de la eficiencia energética, identificación de mecanismos financieros, capacitación profesional y difusión de los proyectos más viables para ser ejecutados según región y zona. Por tanto, como parte de este programa será necesario impulsar “Organismos de Desarrollo Regional” (ODR), los cuales se encargarían de articular los beneficios de estos proyectos con las políticas locales y el desarrollo de la región.

i. Una acción complementaria al tópico anterior, para así corregir las asimetrías del desarrollo económico, es la creación de compromisos profundos por parte de los estados. Dicho compromiso se marcaría como norma regional en destinar, hacia inversión social, parte de los beneficios obtenidos a través de los proyectos que se encuentren en marcha, o también, a partir de los impuestos adquiridos sobre la construcción de los mismos. Estos fondos deberán ser volcados sobre aquellas regiones o poblaciones que sean afectadas por el proyecto, así por tanto, habrá un mejor control por parte de los pueblos mismos, sin que estos fondos desaparezcan a excusa de haber sido invertidos en otras áreas nacionales.

Es importante destacar que, según el PNUD (2010), entre las principales experiencias observadas en Latinoamérica para reducir la desigualdad y lograr un mejor nivel de desarrollo humano, se encontraron como artífices: La distribución más equitativa del logro educativo²⁷⁵; la contribución de las transferencias públicas, así como los métodos de su focalización, suponiendo también de forma paralela la contribución que se realiza en salud, educación, agua, saneamiento, electricidad, entre otras.

j. Sabemos que la movilidad laboral es un mecanismo para la redistribución de la riqueza. Pero a pesar de su promoción dentro del espacio suramericano, este ha tenido dificultades y en la práctica ha sufrido una serie de restricciones, principalmente, basado en posibles conflictividades sociales por la posibilidad de una presión a la baja de salarios en los países de acogida (Ayuso, 2010, p.153). Resulta ahora inminente una reforma o regulación de políticas migratorias para facilitar dicha movilidad de mano de obra, así sea, exclusivamente, dentro de los proyectos energéticos impulsados y puestos en marcha. Sobre todo para aquellos países que participen puntualmente dentro de actividades energéticas interregionales; aunque podrían aplicarse medidas circulares que generen flujos de ida y vuelta para esta migración.

Esta movilidad de factores se hace necesaria para permitir a la empresa privada o mixta, de cualquier país miembro, participar en la construcción, ampliación,

²⁷⁵ Aunque el PNUD (2010), expresa que existen mayores rendimientos de la educación superior frente a los de educación primaria.

mantenimiento y suministros de partes o componentes en obras tales como: la creación de oleoductos, gasoductos, refinerías, o partir de las actividades de servicios, como transporte de gas, reparaciones, etc. Pues estas empresas participantes provendrían, mínimamente, de los países que integran los respectivos acuerdos bilaterales o multilaterales, por ello, se expresa que la reducción en la discriminación es inminente y por consiguiente se torna fundamental este tipo de reformas.

k. Y como último punto, se deberá buscar la estabilidad del mercado energético ampliado, según lo expuesto por Ffrench-Davis (1978). Para tal fin, y dada la volatilidad de precios en los recursos energéticos, se podría precisar de un marco general de precios acerca de los productos energéticos comercializados. Además, no se debe desestimar a futuro un marco arancelario unificado interregional para las “exportaciones” de estas fuentes energéticas, ya sean como tasas o impuestos al producto, o a partir de impuestos a los capitales que se deriven de estas transacciones, no obstante, estas tablas tendrán que ser revisadas periódicamente. Parece que a futuro existirá esta tendencia a medida que las fuentes energéticas vayan agotándose o que el valor intangible del producto crezca, es así que el marco institucional a crearse también deberá prever este caso. Sabemos que en la actualidad este tipo de aranceles los mantiene países como Rusia, Kazajistán, Bielorusia (al petróleo ruso que circula por su territorio), Argentina, China, entre otros. Por otro lado, se podrían realizar los esfuerzos necesarios para la creación de un mercado tipo bursátil, en el cual se puedan efectuar compras y ventas tipo spot o a futuro, eso sí, donde los únicos participantes serían los países miembros y así evitar tergiversaciones.

Finalmente, queda exponer que a raíz de todo el análisis realizado y sobre las acciones que aún faltan por establecer dentro del proceso de integración energético, Suramérica, se encuentra plagado de desafíos con diferentes obstáculos de por medio. No obstante, es un proceso que recién empieza y que ahora mismo se está construyendo, por lo que las críticas constructivas y el análisis son fundamentales si se desean alcanzar las diversas etapas de desarrollo que se han trazado. Por otro lado, esta integración sectorial debe ser vista como un tema estrictamente prospectivo para que no pierda su rumbo, y cuyo desarrollo deberá visualizarse a mediano y largo plazo, paso a paso, con

mucha gradualidad, principalmente por las diversas características que se hayan impresas, así como por los diversos enfoques que poseen los países miembros.

4.5. Conclusiones del capítulo.

Dentro de este capítulo se identificó, en una primera parte, la manera con que se está desarrollando la integración energética suramericana; en el cual, a pesar de establecerse el camino multilateral como mejor medio para el impulso de sus proyectos, estos avanzan más sobre la base de acuerdos bilaterales. Y por lo previsto, según este comportamiento, la trayectoria suramericana seguirá el mismo sentido tomado en Centroamérica, para lo cual, luego buscará un tratado energético de integración. A su vez, dentro de este capítulo se deja al descubierto que en la actualidad ésta iniciativa energética se orienta específicamente a crear mayores vínculos comerciales energéticos, sin que se creen beneficios directos hacia la población. Más aún, de haber sido engendrada con el fin de aprovechar las sinergias, la infraestructura y los recursos disponibles de sus países miembros para que dicha integración, física, operativa y comercial, beneficie también a los grandes segmentos de la población.

Para autores como Zanoni (2006, p.182), los objetivos de la integración energética deberán estar claros con el fin de poder revertir con objetividad las deficiencias regionales, y su vez, que estos contribuyan con el aumento de su competitividad, mas, no se debe olvidar implementar políticas que adaptadas a las necesidades presentes brinden también respuestas futuras. Es conocido que las condiciones actuales suramericanas son óptimas para una mayor coordinación e integración, sin embargo, para un mejor impulso de esta iniciativa cada país suramericano tendría que asumir un rol específico por el cual dirigirse, y en el que se exploten sus recursos basados en complementariedades energéticas, aunque para ello se requerirán grandes esfuerzos económicos.

De esto último, conocemos que las mayores inversiones energéticas dentro del campo petrolero se darán en los países de Venezuela, Brasil y, en menor medida, en Argentina, Colombia, Bolivia y Ecuador. Dentro del campo gasista, Perú se destacará como productor en la próxima década. Y dentro del sector eléctrico, la región andina figura como un importante espacio para la creación de estos proyectos. Por tanto, si se

aprovechan los beneficios derivados de estas actividades económicas, con una articulación perfecta hacia los campos del desarrollo y, además, complementadas con políticas que la impulsen, se podrán conseguirse resultados positivos dentro del marco del desarrollo humano y sostenible.

Así mismo, para que estos beneficios se maximicen y que sus mecanismos se hagan posibles se deberá, anticipadamente, identificar las asimetrías y problemas que existen dentro de la región, ya no sólo con aquellos problemas evidentes y estructurales, sino también con aquellos menos tangibles. Fundamentalmente, para que las soluciones dadas generen una mayor armonía regional en todos sus ámbitos, y así, los pueblos suramericanos obtengan alternativas desde su interior. Entre estos problemas adicionales se pueden citar, entre otras: la carencia de la productividad regional, la falta de un diseño que genere transformación productiva, las disputas hegemónicas regionales, la persistencia de conflictos territoriales, la serie de inconsistencias políticas sobre la relación con terceros países y las limitaciones en el desarrollo tecnológico.

Paralelamente, este capítulo propuso acciones necesarias para que este proceso energético retome la senda con que fue originalmente concebido. En todo caso, entre las acciones tendientes a crear un mejor espacio de integración, para que éste pueda avanzar sin afrontar mayores trabas, se propuso lo siguiente. Primero, respetar las diversas contemplaciones emitidas en los diversos acuerdos y declaraciones realizadas en torno a UNASUR y a su integración energética, con lo cual, se mantendrá su vocación social pero estableciendo prioridades y secuencias lógicas a los objetivos establecidos. Segundo, establecer un objetivo general más centrado sobre una base energética, con lo cual un objeto fundamental de dicha integración será garantizar el balance de una matriz energética regional más equilibrada, basada en eficiencia, ahorro energético e impulso de energías renovables y renovables-alternativas. Tercero, se deberán realizar tratamientos diferenciados a cada sector energético, pues cada uno presenta características propias en su exploración, explotación, transportación, comercialización e integración. Y, por último, la eficiencia y ahorro energético deberán ser vistos como otro sector adicional dentro del campo energético.

Entre otras acciones fundamentales se citan además: dotar de capacidad financiera al proceso energético, generar una asignación de proyectos regionales, crear sistemas de información completas y gratuitas, impulsar programas de educación y formación, abogar por compromisos serios y profundos por parte de los estados para sacar adelante dicha iniciativa, realizar una reforma laboral que generen flujo de migración de ida y vuelta dentro de los proyectos energéticos a desarrollarse y, por último, buscar la estabilidad del mercado energético ampliado.

Es importante resaltar que el capítulo hace alusión además sobre la voluntad política que debe existir y, así también, sobre lo fundamental que representa para sacar adelante sus acciones. Es decir, la voluntad política se constituye como el principal eje dinamizador para que el proceso se fortalezca, por otro lado, se resalta que una integración energética fuerte y real ayudará a afrontar con mayor facilidad las necesidades energéticas presentes y futuras, sin dejar de abogar por las políticas públicas y sociales, pues se tornan fundamentales para el destierro de la pobreza y para la armonía entre hombre y tierra.

CONCLUSIONES.

A lo largo de este trabajo se realizaron un conjunto de acciones para alcanzar sus propósitos planteados. Es decir, se planteó un marco teórico que sirvió de guía y que aclaró el enfoque asumido desde la óptica suramericana. Así también, se estudiaron los antecedentes y acuerdos regionales previos, para así, ir descubriendo las bases de sus problemas estructurales y sus carencias institucionales. Por otro lado, se analizó el escenario energético regional presente (2010) y futuro (2035), eso sí, a partir del estudio de los perfiles individuales de cada uno de los países miembros y cuyos datos cuentan desde 1990. A raíz de lo anterior, se establecieron los beneficios que se podrían potenciar, y de esta manera, ir descubriendo parte de la viabilidad de dicha iniciativa. Además, sobre este cúmulo de conocimientos adquiridos se generaron una serie de sugerencias importantes. Para que así, esta iniciativa no se encamine hacia un ámbito estrictamente mercantilista, o simplemente, no se convierta en otra iniciativa regional infructuosa a partir de la serie de imprecisiones con que cuenta actualmente.

No obstante, se torna importante señalar la multiplicidad de conceptos que envolvieron a esta Tesis, básicamente, por la complejidad de esta iniciativa energética y por el deseo de desenmarañar y dar estructura a sus ideas. Pues se conoce que desde los diversos acuerdos y declaratorias emanadas desde UNASUR, y desde este mismo espacio de integración sectorial, se emitieron una serie de medidas como si de un todo se tratasen. Es decir, se llamaron a medidas tanto de integración regional, integración de infraestructura, desarrollo económico y social, sostenibilidad ambiental, equidad y lucha contra la pobreza, cooperación, complementariedades económicas y energéticas, concertación y articulación de políticas, entre otras. Por esta razón, este trabajo se torna importante para la región, puesto que analiza de manera profunda su situación energética y los mecanismos reales por los cuales se está enrumbando.

i. Enfoque energético suramericano.

Es importante señalar que la integración energética suramericana fue tomada desde el principio bajo el enfoque de complementariedad energética y sobre la necesidad de los países en buscar la seguridad de su abastecimiento energético. Sobre este punto se indica que no todos los países cuentan con excedentes energéticos, sino que se encuentran divididos tanto en superavitarios como en deficitarios. Por ello, estos

aspectos se proyectaron como catalizadores para el fortalecimiento en sus relaciones y para el impulso de su mercado energético. En principio, dicha situación de una u otra forma fue ya vista en los años ochenta, luego del impulso de los diversos proyectos eléctricos binacionales que contribuyeron, entre otras cosas, a la ampliación del mercado energético, a la dinamización del crecimiento económico y a la creación de fuentes de empleo. Por todas estas razones, la integración energética fue adoptada como motor impulsor de la misma integración global suramericana.

Sin embargo, a este proceso sectorial no solo se lo ha circunscrito al desarrollo del sector energético o hacia el crecimiento económico de la región, sino que se lo ha vinculado también hacia un enfoque más general de acuerdo al marco propuesto por UNASUR; lo que a su vez, le confiere múltiples complejidades frente a una institucionalidad limitada.

De hecho, el factor energético según el enfoque tomado sería capaz de asumir diversos roles, desde un bien netamente comercializable, en un planteamiento neoliberal, hasta dotarla de responsabilidades de desarrollo sostenible en sus diversos vectores social, económico y ambiental dentro de su visión más amplia. En esta línea, organismos como el Fondo de OPEP para el Desarrollo Humano (OFID), han relacionado de manera intrínsecamente el consumo de energía con el desarrollo humano, pues expresan que sin energía para impulsar a la industria, a las empresas, los hospitales y a las escuelas no podría haber progreso económico ni social (OFID, 2010, p.2).

De igual manera, las corrientes eclécticas²⁷⁶ han vinculado a la energía y política dentro de los temas de integración, de ello, también han devenido confrontaciones teóricas provenientes desde las visiones particulares de los diversos estados. Por consiguiente, se ha generado una confrontación de ideas y opiniones sobre el rumbo exacto que debería tomar este tipo de procesos, sobre todo en Suramérica. Entre estos conceptos surgidos de estos debates, y que *per sé* hacen del tema uno mucho más variado y complejo, se mencionan: a la cooperación, interconexión, coordinación,

²⁷⁶ La corriente ecléctica procura conciliar las doctrinas que parecen mejores o más verosímiles, aunque procedan de diversos sistemas (www.rae.es, ref. de 09 de enero de 2013). Es decir, no se sostiene rígidamente a un paradigma o un conjunto de supuestos, sino por el contrario, se basa en múltiples teorías e ideas; o también, aplica diferentes teorías en casos particulares.

seguridad, soberanía (o nacionalismo), dependencia, vulnerabilidad y gobernanza energética.

Ante esta razón, y puesto que el enfoque suramericano no cuenta con un concepto de integración energética, o por lo menos no lo ha dado a conocer, se toma como punto de partida el brindado por ALADI, el cual se presenta entre otras varias como el más general posible, y que a su vez delimita nuestro estudio²⁷⁷. Por tanto, integración energética “es un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permite, bajo un marco normativo común y de servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración” (en línea, ref. octubre de 2004).

Dentro de esta definición, el tema podría sonar ambiguo, ya que se vincula así misma hacia un “marco normativo común” y a un “determinado espacio de integración”. No obstante, permite que el concepto real se dé sobre la visión conferida a la energía dentro del espacio donde se lo emprenda²⁷⁸.

Mientras tanto, surge la pregunta acerca del tipo de visión emprendido en Suramérica. En este sentido, el proceso de integración energético fue visto bajo la visión más amplia, pues promovería el desarrollo en sus diferentes vectores; serviría para fortalecer las relaciones entre los países regionales; se conformaría como un instrumento para el desarrollo y uso sostenible de los recursos y potencialidades energéticas de cada parte. A su vez, sus actores principales serían el estado, la sociedad y las empresas del sector; y generaría un equilibrio entre los intereses de los países miembros, las necesidades de sus pueblos y la eficiencia del sector energético (UNASUR, 2007). Complementariamente, bajo aquel rasgo funcionalista, se espera que

²⁷⁷ A partir del concepto de integración energética expuesto por ALADI, el cual se toma como referencia y delimitación para esta Tesis, se decidió excluir cualquier referencia al denominado “integración de facto”. Pues este último concepto hace alusión a un papel relativamente marginal de los gobiernos, sin que se establezca explícitamente ningún objetivo a alcanzar, más bien, hace referencia a fuertes vínculos energéticos interregionales de forma creciente y que son fomentados por los participantes. Por tanto, para el caso suramericano se descartó este marco de análisis, pues en principio los procesos de integración global y sectorial que se realizan en su interior poseen una participación directa de sus Estados.

²⁷⁸ Para Cancino et al. (2009, p.24), dentro de un espacio de integración energético regional debe generarse el enfrentamiento de las visiones restringida y amplia, del cual surgirá una propia visión de integración energética, y de ello, la estrategia más adecuada para profundizar los intercambios energéticos y la conformación de mecanismos para afianzar el control de la renta energética.

a partir de la dinámica incrementalista se deriven otros acuerdos paralelos, ya sea en el área laboral, de transportes, industria o en el ámbito normativo.

En particular, este enfoque suramericano fue el resultado de una serie de sucesos que la fueron moldeando. Principalmente, se dio como respuesta ante: la desilusión de las políticas implementadas en el marco del Consenso de Washington, a partir del redescubrimiento del estado en el discurso y la práctica política, de la revaloración del territorio en clave geopolítica, y sobre la posibilidad de llevar a cabo iniciativas de integración energética que acompañen y potencien una amplia estrategia de integración regional. Por estas razones, se vio la necesidad de definirla como un nuevo modelo capaz de tomar a la sustentabilidad y a la endogeneidad como alternativas de desarrollo.

ii. Integración energética suramericana ¿un nuevo modelo de integración?

Entre los varios hechos que aparecen dentro del panorama energético regional suramericano son dos los que realmente definen sus tendencias; el primero, que desde los sesenta se habla en América Latina sobre la posibilidad de llevar a cabo iniciativas de integración energética, fundamentalmente, que acompañe y potencien las posibilidades de una amplia estrategia de integración regional. Y el segundo hecho, es que el enfoque primordialmente técnico y económico que tenía la integración energética, en un principio, ha sido ampliado e incorporado a su vez un enfoque político, más rasgos plenos de desarrollo sostenible.

En este sentido, el concepto de integración energético suramericano nace como nuevo centro de gravedad, con la responsabilidad conjunta de brindar un efecto dinámico al estancamiento generado dentro del mismo UNASUR. Pues se estableció el hecho de avanzar ya no desde un planteamiento aparentemente comercial y económico, sino desde uno relacionado con la cooperación, dado que la complementariedad energética entre países es un aspecto fundamental. A su vez, a raíz de la llegada de fuerzas progresistas con programas de gobierno alternativos a la ortodoxia neoliberal reinante en los años noventa, el rol del estado retoma un aspecto planificador, propietario, inversor y empresario dentro del sector energético.

Con todo, es desde las diversas declaratorias expuestas por UNASUR y desde lo expresado por autores como Solón (2008, p.15), donde se toma a este planteamiento como un nuevo modelo o paradigma de integración con características propias suramericanas. Esto es, que no nace como un proceso espontáneo, sino que se lo consideró desde un inicio como agente aglutinador dentro de las iniciativas para integrar totalmente a Suramérica. Es así que, la misma Declaración de Margarita, realizada en Porlamar (Venezuela); la declaratoria de la “I Reunión de Ministros de Energía de la CSN”, realizada en Caracas (Venezuela), en 2006; y la “Declaración Presidencial de Integración Energética Suramericana”, realizada en Cochabamba (Bolivia), en 2006; todas ellas fortalecen la nueva perspectiva de querer contar con un nuevo modelo de integración, diferente en sus planteamientos, en los instrumentos y objetivos seleccionados. Y, desde luego, la situación se reivindicó a partir de la crisis que afectó en particular a la CAN y MERCOSUR, lo que permitió considerar agotada la etapa del regionalismo abierto en Suramérica (1990-2005).

Aunque para autores como Sanahuja, estas nuevas expresiones surgidas en la región son simplemente expresiones “posliberales”, cuya finalidad es tratar de articular nuevamente un espacio económico y político regional (2010, p.108). De hecho, expresa que no son modelos claros y que no tienen un mayor grado de politización de sus agendas, consecuentemente, esto genera mayores dificultades para generar consensos (2009, p.24). Pero al contrario de aquellos criterios con visión más política, dentro en este trabajo, se enmarcó a esta “expresión posliberal” como un nuevo modelo propio regional denominado “Integración Integral”²⁷⁹, en el cual, se relacionan los enfoques tanto de “integración profunda”²⁸⁰ como de “desarrollo integral sostenible”²⁸¹. Es decir,

²⁷⁹ Es importante indicar que el término de “integración integral” ha sido tomado del contenido de la Declaración de Cochabamba (UNASUR, 2006b, #1) y de autores como Contreras (2007), que potencian también esta expresión.

²⁸⁰ El término de “integración profunda”, que intenta explicar el modelo suramericano, se lo acuña después de ser escuchado con fuerza a partir del documento final realizado por la Comisión Estratégica de Reflexión (UNASUR, 2006a); y en el Tratado Constitutivo de UNASUR (2008), aunque como punto aclaratorio este término se diferencia claramente con el formulado por otros autores que lo enmarcan más con los conceptos del regionalismo abierto, como De la Reza (2003, p.229).

²⁸¹ Con respecto a la expresión “desarrollo integral”, el concepto hace mención al manejo eficiente de los recursos, a la interrelación fundamental que debe existir entre la productividad del sector energético y la productividades del capital físico, humano y natural dentro de los Estados, ello sucede tanto en la forma del manejo racional, en la eficacia, en la eficiencia y en el equilibrio de estos capitales que se podrá conseguir un desarrollo sostenible en todos sus aspectos, pues relaciona a los tres vectores de desarrollo como son el económico, social y el de sostenibilidad ambiental. En esta línea, autores como Jiménez (2000), destacan que a través de la sinergia entre las políticas de desarrollo económico, social y medioambiental se busca la optimización en la explotación de recursos, medios de gestión ambiental e

este enfoque se presenta como un modelo donde no sólo se contempla al desarrollo económico como aspecto principal, sino también al desarrollo social, la sostenibilidad ambiental, la equidad y lucha contra la pobreza, la integración regional y como medio para el fortalecimiento de las relaciones entre sus países miembros y del mismo UNASUR. Así también, se le incorporan mecanismos de cooperación, creación de infraestructura, complementariedad económica, seguridad energética basada en sus propias complementariedades regionales, y articulación de políticas, entre otras.

Con todo, es importante resaltar que la relación entre energía y desarrollo sostenible, adherida a la integración energética suramericana, no debe llamarnos la atención ya que “la expresión de desarrollo sostenible es un concepto nuevo, que está en plena evolución y que no es interpretada de manera uniforme”, según el Banco Mundial (BM, en línea). Pero a pesar de estas buenas intenciones que se observan dentro de este nuevo modelo planteado, cabe decir, que las acciones reales emprendidas por UNASUR han dejado a esta integración sectorial como una mera iniciativa, sólo existente sobre el papel, dentro de las respectivas declaratorias y enunciados; y será así por muchos años más siempre que no se le dé un tratamiento serio para alcanzar los objetivos innovadores formulados.

Ya en este punto, surge otra incógnita, sobre qué tipo de enfoque se le ha dado a la integración energética en otras instancias de integración, y que diferencias concurren sobre lo planteado por UNASUR. Cabe indicar que se torna difícil comparar el enfoque energético suramericano con cualquier otra iniciativa, ya que este modelo regional presenta características propias que aún no están plenamente definidas, ni sus instrumentos ni los medios de acción finales. Además, es también preciso matizar que los demás procesos de integración energéticos desarrollados en otras instancias de integración como MERCOSUR, SICA y PPP, y ASPAN (TLCAN Plus), con excepción de CAN, fueron o se están estableciendo más desde un modelo de desregulación y liberalización de sus mercados energéticos, pero que al fin no han llegado a estadios más profundos. Pues como dijo Le Calvez (2008, p.10), refiriéndose a la integración energética, “esta no tiene lugar ni siquiera dentro de América del Norte”, ya que usualmente “...se han creado medidas para crear sistemas funcionales que se prestan

instrumentos para lograr el desarrollo integral sostenible (Jiménez, 2000). Para mayores detalles ver la sección 1.2.

apoyo mutuamente”. Con todo, la integración energética suramericana, nacida en 2007, se encuentra en la actualidad haciendo esfuerzos por salir adelante, aunque no se han registrado mayores avances de acuerdo con el enfoque y concepto declarado.

iii. Problemas estructurales.

El proceso de integración energético suramericano ha sido apreciado desde el principio como asunto vital para el equilibrio social y económico, pero desde el inicio de esta trayectoria se han observado rasgos de lo no necesariamente deseable o recomendable desde el punto de vista teórico. Con todo, se ha observado una relativa debilidad de los mecanismos institucionales establecidos, una cultura a la precariedad de las reglas de juego y un conjunto de carencias en su misma concepción teórica. Además, se reconoce entre sus características una retórica triunfalista acorde al marco que desvela UNASUR y a los acuerdos que le han precedido, lo que la lleva a una falta de claridad y a la aparición constante de disyuntivas subregionales.

En todo caso, esta iniciativa energética es un subproceso que nace de un proceso más amplio y general como lo es UNASUR; y, por tanto, recoge tanto sus fortalezas y buenos propósitos, así como sus impedimentos, dificultades y hasta su estancamiento posible. Por consiguiente, el análisis de los problemas estructurales que envuelven a la integración energética suramericana, abarca también al conjunto de problemas que subyacen en torno a UNASUR.

Por tanto, en un primer escenario de análisis se estableció, como problema causal, que UNASUR no se creó bajo el avance gradual de los grados de integración económica descritos por Balassa, lo que la confiere a un estado donde no le es posible decidir sobre el grado en que estar o avanzar. De esto, se marca una clara herencia nociva hacia cualquier iniciativa sectorial que se derive de UNASUR, y por consiguiente hacia su propio proceso de integración energético.

Como segundo escenario, emerge en la región la confrontación de dos visiones claramente diferenciadas. Por un lado, el enfoque liberal que es abanderado por MERCOSUR, el cual privilegia a la desregulación y una mayor participación activa del sector privado. Por otro lado, bajo un enfoque más “estatista”, que coloca su acento en

el rol empresarial del estado y en el control de sus recursos, y cuyo enfoque lo abandera en un mayor sentido la CAN. Sin duda, este conflicto de visiones es el producto de las experiencias que la han precedido y que marcan una difícil situación para la convergencia de ideas y opiniones tanto en UNASUR y, ahora, en su integración energética.

Y, como tercer escenario de análisis aparece el grado de integración política, el cual define el tipo de integración perseguida por una región a partir del grado de soberanía que los estados miembros estén dispuestos a ceder. No obstante, UNASUR se inclinó desde un principio en no ceder un ápice de ella, por lo que este proceso de integración queda definido como un espacio amplio para la cooperación y acuerdos binacionales y multilaterales²⁸².

Ya en definitiva, UNASUR y consecuentemente su integración energética son creados bajo una lectura de integración regional, pero sin enfoques definidos. Además, sobresalen en su discurso aspectos neo-nacionalistas radicalmente cambiantes, con la revaloración de principios soberanos y nacionalismos energéticos. A su vez, reclama el retorno del estado más la coexistencia con acuerdos “sur-norte” y el establecimiento de estrategias radiales para la inserción internacional de las Partes. En general, estas condiciones son vistas en conjunto como aspectos contradictorios que hacen que la percepción y sus estrategias promuevan divergencias entre ellos y condicionen a la integración regional (Mellado, 2010, p.360).

A pesar de estas contrariedades, desde una visión más política podemos decir que en Suramérica se ha puesto de manifiesto la coexistencia de varias visiones teóricas. De hecho, ha captado una confluencia tanto del funcionalismo²⁸³, de la visión

²⁸² La decisión de no contemplar organismos supranacionales se encuentra dentro del Tratado Constitutivo de UNASUR, en su Art. 2 “La Unión de Naciones Suramericanas tiene como objetivo construir, de manera participativa y consensuada, un espacio de integración y unión...” (UNASUR, 2008). Así mismo, Solón (2008, p.13), expresa que “ahora mismo, nadie niega la necesidad de avanzar en entidades supranacionales dentro de UNASUR, pero la decisión hoy, por parte de los Estados Miembros, es no contemplarla, y que las decisiones sean a través de acuerdos entre gobiernos”.

²⁸³ Los rasgos del funcionalismo, en Suramérica, se ven manifestados a través del hincapié que se hace en la presencia estatal dentro del ámbito internacional, del cual se espera, que la cooperación e integración sirvan para satisfacer necesidades básicas del Estado, como la seguridad y el bienestar. Aunque como antítesis al enfoque, este proceso suramericano rechaza cualquier intención para la creación de instituciones supranacionales. A pesar de ello, aquí se sopesa y se recoge de esta visión el efecto de

intergubernamental²⁸⁴ y del pluralismo²⁸⁵, aunque autores como Mariscal (2003, p.32), declaran a este tipo de enfoque como de “flexibilidad”. Es decir, su estrategia se estaría basando en la aplicación de diversos enfoques para que el funcionamiento y desarrollo de los acuerdos de integración no se vean afectados con su diversidad.

En tal caso, desde una primera percepción, negativa, se ha podido apreciar en UNASUR una falta de compromisos profundos al momento de intentar definir qué medios y mecanismos de actuación podrían darse²⁸⁶. Sin embargo, esta característica realmente surge como respuesta al no existir una homogeneidad legal en los países suramericanos. Pues por ejemplo, en Brasil, los tratados internacionales no prevalecen sobre las leyes nacionales, incluso una ley posterior podría derogar un Tratado. Mientras tanto, desde una segunda percepción, más favorable, podríamos decir que la decisión de manejar a este proceso energético como un espacio para acuerdos y consensos tampoco podría ser juzgado negativamente, puesto que como lo habría dicho Cohen (1980), no se trata de dotar a las instituciones permanentes de poderes supranacionales, por el contrario, se trata de que dichas instituciones estén permanentemente dedicadas a las tareas de identificación y preparación de propuestas de beneficio mutuo para todos los participantes. De hecho, agrega, pierde importancia la meta final a la cual se supone que aspiran los participantes, consecuentemente, aumentar el nivel de interdependencia entre los países miembros tiene como objeto solucionar problemas comunes mediante la adopción de decisiones comunes.

“Derrame”, con el cual se espera que cualquier acción incrementalista dentro de esta iniciativa facilite los ejercicios de coordinación de políticas en cualquier otro campo sectorial.

²⁸⁴ El proceso energético suramericano acepta también rasgos de la visión Intergubernamental, pues fundamenta en la creación de una institucionalización para que rija de mejor manera sus relaciones y que, a través de ésta, le permita acceder a los beneficios de una integración más sólida. Bajo un aspecto más conceptual, a través de este rasgo se comparan las preferencias desde cada uno de los Estados frente a las preferencias de los demás para, posteriormente, lograr cualquier acuerdo dentro de este espacio regional. Pero se irrumpe una vez más la visión añadida dentro del contexto integrador, ya que los Estados miembros se niegan a perder cualquier nivel de soberanía al que se refiera, mientras tanto, el manejo legislativo de dichos acuerdos regionales pueden ser corregidos o descartados al interior de cada Estado.

²⁸⁵ El Pluralismo antes de ser una teoría es un concepto participativo que une tanto democracia como descentralización del poder político. Cabe mencionar que la retórica suramericana se involucra siempre dentro de este entorno, por tanto, se autocircunscribe a la armonía que debe existir entre poder político global y a los asuntos provenientes de grupos y de personas que conforman las sociedades. A pesar de esto, una vez más, gran parte de estas intenciones quedan también imposibilitadas al ser plenamente restringidas dentro de los mecanismos reales con que opera la actual integración suramericana.

²⁸⁶ La falta de compromisos profundos y la extrema flexibilidad que contempla UNASUR se ve reflejada en su Tratado Constitutivo, en su Art. 13 “Cualquier Estado Miembro podrá eximirse de aplicar total o parcialmente una política aprobada, sea por tiempo definido o indefinido, sin que ello impida su posterior incorporación total o parcial a la misma” (UNASUR, 2008, art.13).

En fin, la integración energética suramericana surge bajo la perspectiva de convertirse en un elemento catalizador para un UNASUR estancado, por lo que, estrechar las relaciones entre los países miembros, observar las complementariedades económicas y energéticas entre ellos, y buscar soluciones comunes a problemas comunes, fundamentalmente, deberá convertirse en el principal objetivo dentro del marco institucional creado en torno al tema de integración energética. Pero en suma, este proceso sectorial no cuenta con instituciones que la impulsen plenamente, mientras tanto, “La Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana” (IIRSA) se convierte al día de hoy, lastimosamente, en su único mecanismo plausible, lo que malogra la visión original.

iv. Origen de los problemas estructurales.

En todo caso, la confluencia de visiones y conflictos detallados en el punto anterior, sin duda, surgen de las experiencias pasadas, pues éstas impregnan sus características como legados históricos. De hecho, la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC), que duró básicamente entre 1960 y 1980, promovía una zona de libre comercio con una multilateralización de todas las preferencias. En 1980, la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI), ya promovía características menos ambiciosas y flexibles, y consecuentemente, ya planteó en ella la negociación como único instrumento válido, del cual dependerá para buscar o promover medidas encaminadas a generar desarrollo económico-social, armónico y equilibrado en la región (Lizano, 1982, p.125).

Mientras tanto, la Comunidad Andina (CAN), iniciada con la suscripción del acuerdo de Cartagena (1969), y que se constituye con el Protocolo Modificador de Trujillo, firmado el 10 de marzo de 1996, ya contemplaba mecanismos dentro del plano social, así que, el aspecto puramente comercial desaparece y apunta a emprender medidas para conseguir, a mediano y largo plazo, desarrollo sostenible. Por su parte, MERCOSUR, que se inicia en marzo de 1991 con el Tratado de Asunción, y que nace finalmente como persona jurídica en 1994, con el Protocolo de Ouro Preto, nació contagiado con el Consenso de Washington. Como resultado, ambas visiones e iniciativas regionales aún no han llegado a un término medio por mucho esfuerzo que se haya realizado. E incluso, dentro de ellos mismos, se han generado una serie de

desacuerdos que en la práctica les ha dificultado avanzar y alcanzar mayores grados de integración; problemas que de una u otra manera se encuentran ahora legados en UNASUR y, consecuentemente, en su proceso de integración energético.

v. Mecanismos reales de la actual integración energética suramericana.

Desde la primera cumbre de Jefes y Jefas de estados suramericanos, a través de su Comunicado de Brasilia, en el año 2000, se expuso la necesidad de contar con un plan de acción para la ampliación y modernización de infraestructura en áreas de energía, transportes y comunicaciones (UNASUR, 2000, n°40), y es así como desde esta primera instancia fue creada IIRSA²⁸⁷.

Por otro lado, a través de la Declaración fundacional de la integración energética suramericana, el Consejo de Ministros de Energía, instaurado dentro de esta misma Declaración de Margarita (2007), presentó la propuesta tanto de los lineamientos para la Estrategia Energética Suramericana, un Plan de Acción, y además, se planteó el compromiso de elaborar el Tratado Energético Suramericano (TES)²⁸⁸. A pesar de esto, el IIRSA se convierte al día de hoy en el único mecanismo impulsor de la integración energética, ya que el Consejo de Ministros de Energía, aún en su III Consejo Energético, realizado en mayo de 2012, no ha podido sacar adelante el TES, pues se mantienen las negociaciones acerca del mismo.

Pero a pesar de las buenas intenciones con que se constituyó IIRSA se pone también en duda sobre si es realmente un verdadero mecanismo regional suramericano de beneficios mutuos. En este aspecto, ha sido acusado de ser simplemente un medio para facilitar a la región su acceso a los mercados internacionales. Además, se la ha tildado de inequitativa, ya que en principio los beneficios directos de las obras de interconexión propuestas se orientan hacia las grandes empresas transnacionales. Así

²⁸⁷ IIRSA es un foro de diálogo de las doce repúblicas independientes de Suramérica y se constituye, en todo caso, como un mecanismo institucional de coordinación de acciones intergubernamentales, cuyo objeto es construir una agenda común para impulsar proyectos de integración en infraestructura en las áreas de energía, transportes y comunicaciones. Así también, cuenta con el apoyo técnico y financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Corporación Andina de Fomento (CAF) y el Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata (FONPLATA) (UNASUR, 2000, n°38 y 39).

²⁸⁸ El Tratado Energético Suramericano tendrá como objeto propiciar el marco normativo de la integración energética en lo referente a infraestructura, seguridad energética, intercambios energéticos, resolución de controversias, mecanismos de cooperación, sobre aspectos ambientales e inversiones (PDVSA, 2012, 18 de julio)

también, se acusa de que Brasil es el gran beneficiario de todas las obras de interconexión al tener participación en todos los “Ejes de Desarrollo” activos. Con respecto a los mecanismos y tipo de financiamiento que la rodea, se le atribuye a esta parte primordial como injerente, debido a que las obras impulsadas, sus costos de mantenimiento y el pago de subsidios millonarios deben ser pagados por los países donde se desarrollan estos proyectos, sin que se observen los intereses subregionales y el retorno económico para sus beneficiarios indirectos.

Y sobre los principios orientadores de IIRSA que fueron definidos en su Tercera Reunión del Comité de Dirección Ejecutiva, en mayo de 2002, los cuales se constituyen en el marco conceptual de sus acciones, pues ya presentan contradicciones con la visión original de UNASUR. En ellas indexan al desarrollo y metas sociales como procesos espontáneos al impulso de la infraestructura y a los movimientos comerciales que se les derive (IIRSA, en línea-a).

Por otro lado, la institucionalidad que presenta IIRSA es propia y diferenciada, lo que la hace ambigua ante cualquier planteamiento original. Así también, otra de las ambigüedades presentadas, definidas dentro de los mismos principios orientadores, establece aún al regionalismo abierto como modelo de presentación (IIRSA, en línea-a), mas, cuando “se permite considerar agotado este modelo a raíz del nuevo ciclo de gobiernos de izquierda que promovieron una mayor autonomía de la región en el conjunto del sistema internacional” (Sanahuja, 2009, p.11 y 2010, p.87).

Y con respecto a sus “Procesos Sectoriales de Integración” (PSIs), de los cuales IIRSA destaca como elementos de compensación interterritorial, queda claro aquí el verdadero sentido con que se conduce este foro de diálogo, el cual es, “promover a través de acciones tendientes las condiciones necesarias para que se desarrollen eficientes interconexiones energéticas regionales, bajo un marco regulatorio que promueva la competencia y el libre comercio” (IIRSA, en línea-f). Por tanto, deniega y excluye toda mención de equidad y lucha contra la pobreza y cualquier alusión al desarrollo integral, eludiendo directamente los términos de “crecimiento sustentable” de la región, término último que encabeza paradójicamente la definición que expone de sus PSIs (Ver IIRSA, en línea-e).

En términos generales, nadie niega la importancia que tiene IIRSA para conducir a la región hacia ese mejoramiento de infraestructura y buscar las vías de financiamiento para llevarlas a cabo, pero detrás de todo esto se reconoce la carencia institucional que existen dentro del proceso de integración energético suramericano, lo que deja sin efecto todo objetivo para alcanzar metas profundas. Y es a través de estas ambigüedades analizadas que se muestran las inconsistencias entre lo que se dice y se hace, en cómo se avanza y en el exceso de la retórica pronunciada dentro del discurso político.

vi. Potencialidades y perfil energético suramericano, presente y futuro.

Tras señalar los buenos propósitos de la integración energética suramericana, y además, de haber analizado sus limitaciones institucionales, dificultades y contradicciones, se vuelve ahora necesario resaltar las potencialidades de la región y destacar los rasgos característicos del sector energético. Fundamentalmente, con el fin de no desvirtuar el propósito mismo de esta iniciativa, y así, bajo una visión de unidad regional y complementariedad energética se puedan diseñar las adecuaciones suficientes para alcanzarla.

Con todo, Suramérica cuenta con una serie de recursos energéticos que la pone en ventaja competitiva y en condiciones inmejorables para enfrentar el desafío de su integración energética. Pues en el plano mundial, este subcontinente comprende el 5,8% de la población, el 13,5% del área geográfica y el 4,7% del GDP; mientras tanto, en el 2010, consumió sólo el 4,3% del total de las energías primarias y emitió el 3,3% del total de CO₂, lo que la convierte en una de las regiones menos consumidoras y contaminadoras del planeta.

Por su parte, la región posee el 17% del total de las reservas probadas mundiales de petróleo, su producción de crudo alcanzó el 8,5% del total y cubrió el 7,4% de las exportaciones mundiales. En cuanto a sus otras fuentes energéticas, posee el 4,4% de las reservas de gas natural, y el 1,5% de las reservas recuperables de carbón mineral. En esta última fuente energética (carbón), la región cubrió el 1,3% del total mundial producido, mientras que su consumo representó tan sólo el 0,6% del total global. Con

respecto a energía hidráulica (para generación de energía eléctrica), es inmensamente rica en este recurso, por lo que produce casi el 20% del total mundial. Mientras tanto, solo ha sido explotado el 10% de todo su potencial según OLADE (Brasil. Ministerio de Energía y Minas, 2010b).

En el plano suramericano²⁸⁹, sabemos que la región incrementará su consumo en 2,3 veces entre 2010 y 2035²⁹⁰, mientras que el mundo lo hará en 1,5 veces²⁹¹. No obstante, a manera de dato histórico podemos expresar que el consumo energético regional en las dos últimas décadas se ha incrementado en 1,8 veces y, a su vez, el mundo lo ha hecho en 1,5 veces. Ahora bien, con el fin de evitar una exposición numérica extensa se presenta la Tabla Resumen 1, en ella se observa un detalle por cada país suramericano tanto de: su superficie; de sus consumos de energías primarias, para el año 2010 y 2035, tanto en BTU como en TEP, mas, sus ponderaciones porcentuales respectivas a nivel regional.

País	Superficie		Consumo Energético						Años: 2010-2035	
			2010			2035			TCP (%)	Variac. (veces)
	Km ²	%	Cuat.BTU	Mill.TEP	%	Cuat.BTU	Mill.TEP	%		
Brasil	8.459.420	48,4%	11,324	284,45	50,8%	27,416	688,66	52,5%	3,6%	2,42
Argentina	2.736.690	15,7%	3,260	81,88	14,6%	6,825	171,43	13,1%	3,0%	2,09
Venezuela	882.050	5,0%	3,170	79,62	14,2%	6,966	174,99	13,3%	3,2%	2,20
Colombia	1.109.500	6,3%	1,440	36,16	6,5%	3,014	75,71	5,8%	3,0%	2,09
Chile	743.530	4,3%	1,172	29,45	5,3%	2,454	61,65	4,7%	3,0%	2,09
Perú	1.280.000	7,3%	0,798	20,04	3,6%	2,395	60,16	4,6%	4,5%	3,00
Ecuador	256.370	1,5%	0,518	13,02	2,3%	1,558	39,14	3,0%	3,8%	3,01
Bolivia	1.083.300	6,2%	0,253	6,34	1,1%	0,760	19,10	1,5%	4,5%	3,01
Uruguay	175.020	1,0%	0,164	4,12	0,7%	0,416	10,46	0,8%	3,2%	2,54
Paraguay	397.300	2,3%	0,134	3,38	0,6%	0,351	8,82	0,7%	3,8%	2,61
Suriname	156.000	0,9%	0,035	0,89	0,2%	0,049	1,23	0,1%	1,3%	1,38
Guyana	196.850	1,1%	0,021	0,53	0,1%	0,024	0,60	0,0%	0,5%	1,13
Tot. Suram.	17.476.030	100,0%	22,289	559,87	100,0%	52,229	1.311,94	100,0%	3,5%	2,34

Nota 01: Cuat. BTU: Cuatrillones de BTU (British Thermal Unit). Mill.TEP: Millones de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo). Nota 02: El término anglosajón Cuatrillón implica el equivalente de 1×10^{15} unidades (1.000.000.000.000.000), mientras tanto, el término Millón equivale a 1×10^6 (1.000.000). Nota 03: La transformación de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$. Nota 04: El total regional lo componen los doce países independientes de Suramérica, como son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guayana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. Fuente: Esta tabla fue realizada a partir de los datos provenientes de las Tablas 3.3 y 3.4. Elaboración propia.

Tabla Resumen 1: Consumo energético por cada país suramericano: 2010 y 2035.

²⁸⁹ La región suramericana, dentro de este estudio comprende a los doce países miembros que conforman UNASUR, como son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

²⁹⁰ Esta y cada una de las proyecciones energéticas suramericanas aquí expuestas fueron desarrolladas a partir del estudio planteado de manera personal y que aparece en su totalidad dentro del Apéndice C.

²⁹¹ Esta proyección mundial, sobre el incremento en su consumo energético hacia el año 2035, es tomado a partir del informe IEO-2010, emitido por la US-EIA (2010).

Así también, dentro de esta misma tabla se muestra la tasa de crecimiento promedio anual (TCP) de dichos crecimientos, y las variaciones netas que se registrarían. Aunque para mayores detalles se recomienda revisar el encabezado de la sección 3.2, la sección 3.5, C.2 y C.11.i.

Con respecto al análisis desagregado que se le confiere a este consumo de energías primarias dentro del total suramericano, a través de sus diversas fuentes²⁹², podemos decir que entre los años 2010 y 2035 se espera que las energías líquidas²⁹³ crezcan en 2,4 veces; el gas en 1,9 veces; el carbón en 2,9 veces; la energía nuclear en 2,9 veces; la hidroelectricidad en 2,3 veces; y el resto de energías renovables en 3,6 veces.

Consecuentemente, bajo esta perspectiva se presenta ahora la Tabla Resumen 2, la cual contiene datos históricos y las proyecciones hacia el 2035, tanto del total de las energías primarias consumidas, así como de la composición porcentual de sus fuentes. Ya en este punto, se puede ver como las energías líquidas y el carbón tendrá un incremento porcentual ligero, mientras que el resto de fuentes prácticamente se mantendrán invariantes, con excepción de la fuente geotérmica en el cual se prevé su desarrollo futuro. De igual manera, para mayores detalles se aconsejan revisar las secciones 3.2, 3.5, C.2 y C.11.i, además de la revisión complementaria de las tablas 3.3, 3.4, C.1 y C.2.

Y con el fin de indagar un poco más acerca de la prospectiva por cada fuente de energías primarias, en cada país suramericano, se presenta en un primer lugar la Tabla Resumen 3; en el cual se observan los datos concernientes a las fuentes de energías líquidas y de gas natural seco.

²⁹² La matriz energética se compone, en este estudio, por: (1) energías líquidas, (2) gas natural seco, (3) carbón mineral, (4) energía nuclear, (5) fuente hidroeléctrica, (6) eólica, (7) geotérmica y (8) por biomasa y residuos. Es importante mencionar que el consumo de energía solar fue desestimado dentro del estudio al no presentar datos importantes de su generación a la fecha (menos del 0,1% dentro de la matriz), y a futuro no se prevé un importante incremento debido a los altos costos por Megavatio (Mw) instalado frente a otras fuentes mucho más baratas (Ver sección C.7.4).

²⁹³ Las energías líquidas se encuentran compuestas por biocombustibles y por líquidos petroléos. A su vez, los Biocombustibles se encuentran compuestos por etanol y biodiesel. Mientras tanto, los líquidos petroléos se componen por: producción de petróleo, GNLP (vendidos directamente de las plantas de procesamiento de gas para uso de combustible o químico), ganancias a partir de los procesos de refinamiento, asfaltos, coque, nafta, lubricantes, parafinas, aceites sin elaborar, otros hidrocarburos líquidos. Es importante indicar que dentro del total de energías líquidas consumidas, en el 2010, el 7,6% se correspondió con etanol y el 1% con biodiesel (ver tabla C.3.1).

Matriz energética regional: Consumo de energías primarias.- Histórico y Proyecciones.										
Descripción	Matriz: Consumo de energías primarias								Variac. (veces)	
	1990	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035	1990-2010	2010-2035
Tot. Cuat. BTU	12,133	17,499	22,289	26,647	31,582	37,504	44,265	52,229	1,84	2,34
Tot. Mill. TEP	304,78	439,56	559,87	669,35	793,31	942,08	1.111,89	1.311,94	"	"
Líquidos	47,6%	45,6%	44,5%	44,2%	45,0%	45,6%	46,6%	47,0%	1,72	2,47
Gas	16,6%	18,1%	19,6%	19,1%	18,0%	17,1%	16,4%	15,6%	2,16	1,87
Carbón	4,6%	4,2%	4,2%	4,3%	4,5%	4,7%	4,9%	5,2%	1,69	2,90
Nuclear	0,8%	0,7%	1,0%	1,1%	1,2%	1,2%	1,1%	1,3%	2,22	2,93
Hidroelect.	30,0%	30,9%	29,1%	29,2%	29,1%	29,1%	28,7%	28,4%	1,78	2,29
Eólica	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	*	7,65
Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%	*	*
Bio&Resid.	0,4%	0,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	7,30	2,03

Nota 01: Cuat. BTU: Cuatrillones de BTU (British Thermal Unit). Mill. TEP: Millones de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo). Nota 02: El término anglosajón Cuatrillón implica el equivalente de 1×10^{15} unidades (1.000.000.000.000.000), mientras tanto, el término Millón equivale a 1×10^6 (1.000.000). Nota 03: La transformación de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$. Nota 04: El total regional lo componen los doce países independientes de Suramérica, como son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guayana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. Fuente: Esta tabla fue realizada a partir de los datos provenientes de las Tablas 3.3 y 3.4. Elaboración propia.

Tabla Resumen 2: Matriz energética suramericana. Consumo de energías primarias:
Años 1990 a 2035.

En cuanto a energías líquidas, y de las conclusiones que se pueden obtener a partir de la tabla en mención y de las tablas fuente con que fue construida (tablas 3.4, 3.6, C.12, C.13 y D.14), conocemos que los países de Venezuela, Brasil y Ecuador se mantendrá como países superavitarios hacia el año 2035, mientras tanto, países como Chile, Paraguay, Guyana y Uruguay seguirán manteniendo una producción prácticamente nula o nula en su totalidad.

Para los casos de Argentina²⁹⁴, Bolivia, Colombia y Perú presentan perfiles variados²⁹⁵, aunque sufrirán déficits pronunciados sobre esta fuente de energías líquidas en el corto o mediano plazo. En todo caso, para un mejor detalle se aconseja acudir a la Figura D.1 y a lo concluido en las secciones 3.5 y C.11.ii.

En cuanto a gas natural seco, y de lo observado adicionalmente de las tablas C.16, C.17 y D.20, se conoce que la región presentará déficits acentuados en el año 2025, aunque Venezuela y Perú se presentarán hacia el año 2035 como productores superavitarios, y cuyos excedentes superarían a sus consumos en un 44% y 25%

²⁹⁴ Argentina, de acuerdo a sus fuentes convencionales, este país registrará un déficit pronunciado a partir del año 2015, por lo que es importante que planifique desde ya la explotación de sus recursos no-convencionales. Pues en mayo del 2011, realizó su mayor descubrimiento de petróleo no-convencional (shale oil) de los últimos 20 años, recursos que equivalen a 150 millones de barriles de petróleo (23,8 millones metros cúbicos).

²⁹⁵ Bolivia tendría un descenso importante de su producción a partir de 2025. A su vez, Colombia registraría desde 2015 una caída vertiginosa de su producción para, en 2025, tener una producción prácticamente nula. Mientras tanto, Perú, a partir del 2025 registrará una producción nula; y, en cuanto a Surinam, este país generará déficits a partir del año 2020.

respectivamente²⁹⁶. Por tanto, frente a los relativos recursos limitados de gas que posee Suramérica, fundamentalmente, tendrá que proyectar planes contingentes o alternativos al gas a partir de 2020 y 2025, sin embargo, esta planificación deberá empezar desde ya. Con todo, para mayores detalles acerca de estas conclusiones se aconseja revisar la figura D.2 y lo expuesto en las secciones 3.4, 3.5 y C.11.iii.

País	Energías Líquidas (Miles de barriles diarios)					Gas natural seco (mil millones pies ³)				
	2010		2035		Variac.	2010		2035		Variac.
	Consumo	Producc.	Consumo	Producc.		Consumo	Producc.	Consumo	Producc.	
Argentina	620,46	799,7	1.781,96	0,0	2,9	1.534,79	1.416,13	2.068,05	0,00	1,3
Bolivia	62,00	55,1	118,81	41,2	1,9	106,30	520,19	380,92	0,00	3,6
Brasil	3.115,54	3.269,0	5.811,02	7.272,2	1,9	887,47	438,26	2.365,84	1.478,26	2,7
Chile	302,71	10,6	537,33	3,8	1,8	166,33	48,24	213,31	61,86	1,3
Colombia	313,04	816,2	647,87	0,0	2,1	320,75	397,74	526,23	0,00	1,6
Ecuador	201,00	485,6	620,49	704,6	3,1	10,66	10,66	14,55	14,54	1,4
Guyana	10,00	0,0	11,31	0,0	1,1	*	*	*	*	*
Paraguay	33,70	2,9	85,62	7,8	2,5	*	*	*	*	*
Peru	191,98	163,7	458,79	0,0	2,4	191,34	255,61	565,91	707,39	3,0
Suriname	15,00	14,5	17,51	7,2	1,2	*	*	*	*	*
Uruguay	52,31	1,0	140,12	2,9	2,7	1,44	*	2,20	*	1,5
Venezuela	746,00	2.375,0	1.964,21	2.690,3	2,6	885,70	808,71	1.563,79	2.250,00	1,8
Total	5.663,75	7.993,17	12.195,05	10.730,04	2,2	4.104,78	3.895,54	7.700,80	4.512,06	1,9

Nota 01: En lo referente a energías líquidas, en sus tablas fuente 3.4, 3.6, C.12, C.13 y D.14, se pueden observar estos datos también en metros cúbicos, aunque su factor de conversión se corresponderá con 1 metro cúbico = 6,2898 barriles a partir de lo establecido en Apéndice A. Además, en las tablas D.12 y D.13 se pueden observar estas proyecciones pero en unidades energéticas de BTU y TEP. Nota 02: En lo referente a gas natural seco, en sus tablas fuente 3.8, 3.9, C.16, C.17 y D.20 se pueden observar estos datos además en metros cúbicos, así también, en la tabla D.19 se presenta el consumo de gas en unidades de BTU y TEP. Elaboración propia.

Tabla Resumen 3: Producción y consumo de energías líquidas y gas natural seco:
Años 2010 y 2035.

Por otro lado, la Tabla Resumen 4 nos muestra el perfil energético en los años 2010 y 2035, de los países suramericanos, tanto para el carbón mineral²⁹⁷ como para el conjunto de energías renovables²⁹⁸. Cabe indicar que estas energías renovables se

²⁹⁶ Para el caso boliviano, el punto álgido de producción se daría entre los años 2025 y 2030, mientras que a partir del 2035 presentaría ya producciones nulas. Con respecto a Colombia, este país registrará una caída vertiginosa de su producción a partir del año 2020, para en 2025 registrar producciones nulas, eso sí, siempre que no se encuentren nuevas fuentes a partir de la intensa búsqueda que se da en la actualidad. Sobre el resto de países, estos mantendrían sus déficits, con excepción de Ecuador el cual sería autosuficiente a partir de sus bajos niveles de consumo.

²⁹⁷ Sobre carbón mineral, el consumo suramericano de este mineral no es muy relevante (0,57% del consumo mundial), e independientemente de que su consumo crezca 3,1 veces hacia el 2035, según lo proyectado, pues estos niveles aún serán relativamente bajos (1,3% del total mundial). En este mismo marco, hacia el año 2035 los países que se mantendrán como los mayores consumidores son Brasil (61%), Chile (17%) y Colombia (14%), con un casi invariante 95% del consumo total suramericano. Los mayores productores de este producto al 2010 fueron: Colombia, (81,6%) y Venezuela (10,3%), ambos, que al registrar bajos niveles de consumo se manifiestan como países superavitarios. En todo caso, para mayores detalles se aconseja analizar las Tablas C.21, C.22, D.25, D.26 y Figuras C.18, C.19 y D.3, así como lo concluido en las secciones 3.5 y C.11.iv.

²⁹⁸ Las energías renovables fueron contabilizadas a partir de su generación eléctrica. Y como parte de la metodología de análisis es importante indicar que al hablar tanto de energías renovables y de energía

encuentran compuestos a su vez por: fuentes hidráulica²⁹⁹, eólica, geotérmica³⁰⁰, y por biomasa y residuos. En fin, para ingadad en mayores precisiones acerca de las fuentes renovables se aconseja acudir a las secciones 3.4, 3.5 y C.11.vi.

País	Carbón Mineral (Miles de toneladas métricas)					Energía renovables (Cuatrillones de BTU)				
	2010		2035		Variac. Consumo	2010		2035		Variac. Consumo
	Consumo	Produc.	Consumo	Produc.		Consumo	Generac.	Consumo	Generac.	
Argentina	1.309,55	162,5	2.741,91	340,3	2,1	0,420	0,351	0,699	0,614	1,7
Bolivia	*	*	*	*	*	0,023	0,023	0,123	0,123	5,4
Brasil	24.390,63	6.565,8	95.240,35	22.234,0	3,9	4,567	4,191	11,001	10,520	2,4
Chile	6.760,95	578,4	10.560,93	996,6	1,6	0,244	0,244	0,847	0,847	3,5
Colombia	5.507,16	74.988,1	10.209,97	145.966,5	1,9	0,395	0,395	0,926	0,926	2,3
Ecuador	*	*	*	*	*	0,086	0,086	0,283	0,283	3,3
Guyana	*	*	*	*	*	0,000	0,000	0,000	0,000	*
Paraguay	0,30	0,0	0,30	0,0	1,0	0,067	0,512	0,179	0,744	2,7
Perú	1.576,64	146,3	2.462,79	240,0	1,6	0,192	0,192	0,846	0,846	4,4
Suriname	*	*	*	*	*	0,008	0,008	0,012	0,012	1,4
Uruguay	2,37	*	2,43	*	1,0	0,092	0,092	0,120	0,120	1,3
Venezuela	308,64	9.504,2	646,23	18.500,2	2,1	0,741	0,741	1,117	1,117	1,5
Total	39.856,25	91.945,29	121.864,9	188.277,6	3,1	6,836	6,836	16,151	16,151	2,4

Nota 01: Con respecto a carbón mineral, esta tabla fue realizada a partir de las tablas fuente 3.10 y C.22, además, en las tablas D.25 y D.26 aparecen estos datos pero en unidades de BTU y TEP. Nota 02: Sobre los datos de energías renovables, esta parte de la tabla fue realizada a partir de sus tablas fuente 3.12 y 3.13. Y para mayores referencias acerca de la participación por cada tipo de fuente renovable para el 2010 y 2035 se aconseja ver figura 3.6. Elaboración propia.

Tabla Resumen 4: Producción y consumo de carbón mineral y energías renovables:
Años 2010 y 2035.

En lo concerniente a energía nuclear regional, podemos destacar que los únicos productores regionales son Argentina (desde 1974) y Brasil (desde 1982), los cuales produjeron para el año 2010 el 37% y 63% respectivamente. A su vez, para el año 2035 se espera que la producción total suramericana se incremente en 2,9 veces, total conjunto que se repartirá en un 34% para Argentina y 66% para Brasil³⁰¹. Así también, como en los casos anteriores, se destaca que para mayores precisiones sobre esta parte concluyente se pueden consultar las secciones sección 3.3.4, 3.5, C.6.2 y C.11.v.

nuclear, al ser fuentes relativamente limitadas, se consideran equiparables tanto su producción y consumo, sin asumir pérdidas específicamente en cada uno de estos campos.

²⁹⁹ Dentro del tema específico de energía hidráulica, el cual representa y representará más del 93% dentro del total de las renovables (ver figura 3.6), los mayores productores fueron para el año 2010 fueron Brasil (60,4%), Venezuela (11,4%), Paraguay (7,9%), Colombia (6,0%) y Argentina (5,1%) que juntos albergaron el 91% del total regional. Mientras tanto, para el año 2035, Brasil albergará el 67% de la producción regional, y le seguirá Venezuela (7,5%), Colombia (6,2%), Paraguay (5,0%) y Argentina (3,3%). Cabe señalar, además, que hacia este año definido se seguirá destacando Paraguay a partir de su gran potencial generador y, con él, Perú, a partir de los intereses brasileños de convertirlo en un proveedor importante de este recurso (consultar sección 3.4 y sección C.7.1).

³⁰⁰ Dentro de la generación geotérmica, hacia el año 2035, se destacarán países como Chile, Argentina y Bolivia (consultar sección 3.3.5 y sección C.7.3).

³⁰¹ La producción total regional de energía nuclear, para el 2010, representó el 0,81% del total mundial, mientras tanto, para el 2035 representará el 1,37% del total mundial.

Y como tabla última se expone la Tabla Resumen 5, en ella se muestra, con respecto a datos del 2010, el consumo de energía eléctrica por cada país suramericano, sus respectivas generaciones realizadas, el total de pérdidas por distribución como porcentaje del total producido y, además, la potencia total instalada. Así mismo, con respecto a datos del 2035 se muestra el total del consumo de energía eléctrica que requerirá cada país suramericano, el porcentaje de pérdidas suponiendo que se mantienen los mismos niveles históricos (promedios entre 2006 y 2010), y, finalmente, la potencia necesaria o requerida para alcanzar los requerimientos de generación de energía eléctrica.

En particular, a partir de esta tabla en mención, así como de lo observado de las tablas fuente con que fue construido (3.14, 3.15, C.34, C.37, C.38), podemos decir que la generación de energía eléctrica en las dos últimas décadas creció 3,7 veces. A su vez, se estima que crecerá 2,6 veces hacia el 2035, en todo caso, dicho dato prospectivo incluye el total de pérdidas dadas por distribución³⁰².

En consecuencia, la capacidad de generación o capacidad instalada deberá crecer en 2,7 veces aproximadamente, cálculo que se lo realizó teniendo en cuenta un 17,3% de pérdidas y un factor de planta del 52%³⁰³, como promedio por fuentes y de su total regional. Cabe indicar además que entre los mayores consumidores de energía eléctrica a nivel regional, según datos de 2010, encabezaron la lista: Brasil (56%), Argentina (14%), Venezuela (10%) y Chile (7%) y juntos, estos cuatro países, albergaron el 86% del total regional. En fin, para mayores detalles acerca de esta parte concluyente se aconseja acudir a las secciones 3.4, 3.5 y C.11.vii.

³⁰² Como datos referenciales se menciona que, en el 2010, la UE-27 tuvo unas pérdidas del 6,6% de su total generado (total generado=3.103,7 mil millones de Kw-h); y, para el caso de EE.UU, este país tuvo pérdidas del 6% de su total generado (total generado=4.214,1 mil millones de Kw-h). De acuerdo a datos de 2010, las pérdidas en la región alcanzaron los 170 mil millones de Kwh, es decir, el equivalente al total de energía eléctrica consumida por Chile, Colombia, Perú, Ecuador, Uruguay y Paraguay. En particular, y en lo referente a la región, para el año 2010 Venezuela posee el mayor nivel de pérdidas por generación (28,4%, del total generado), mientras que las pérdidas más bajas fueron registradas por Paraguay (5,2%), Chile (8,5%) y Perú (8,7%).

³⁰³ El factor de Planta es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Es el resultado de dividir la energía generada por la planta, sobre la energía que hubiera podido generar si lo hubiera hecho a plena carga. Para otros detalles se aconseja revisar la *nota 201* de pie de página.

País	Año: 2010				Año: 2035				Variación 2010-2035	
	Mil millones de Kwh		Pérdidas	Pot. (2)	Mil millones de Kwh		Péridid.(3)	Pot. (2)	Gen.Total	Pot.Req.
	Consumo	Gen. (1)	(%Produc.)	GW.	Consumo	Gen. (1)	(%Produc.)	GW.		
Argentina	110,78	119,23	13,1%	32,41	243,46	276,85	14,7%	73,59	2,32	2,3
Bolivia	5,82	6,65	14,3%	1,57	19,69	23,00	14,4%	5,45	3,46	3,5
Brasil	455,91	508,13	17,0%	104,39	1.306,13	1.524,33	17,0%	334,88	3,00	3,2
Chile	59,19	61,77	8,4%	14,89	123,93	135,38	8,5%	29,56	2,19	2,0
Colombia	40,68	56,90	20,4%	13,93	96,13	121,03	20,6%	26,52	2,13	1,9
Ecuador	16,26	18,83	18,3%	5,15	56,39	72,76	18,3%	17,22	3,86	3,3
Guyana	0,68	0,82	16,5%	0,31	0,77	0,92	16,0%	0,35	1,13	1,1
Paraguay	6,87	53,54	5,3%	8,13	18,31	60,31	5,3%	10,90	1,13	1,3
Perú	32,41	35,42	8,5%	8,34	86,41	110,70	8,7%	21,05	3,13	2,5
Suriname	1,43	1,57	8,8%	0,40	1,97	2,16	8,8%	0,55	1,38	1,4
Uruguay	8,27	10,12	15,1%	2,69	19,54	24,68	20,9%	5,51	2,44	2,0
Venezuela	81,60	116,70	28,4%	24,84	170,85	238,53	28,4%	50,13	2,04	2,0
Total	819,88	989,68	17,3%	217,06	2.143,58	2.590,66	17,3%	575,70	2,62	2,7

(1). Gen: Generación. Se corresponde con el total de energía eléctrica generada en el año 2010, del cual, si se le resta el total de pérdidas por distribución se conocerá fácilmente que país ha realizado importaciones o exportaciones. En cuanto al 2035, este equivale al total de energía eléctrica que requerirá hacia este futuro, aunque para el caso de Argentina (15%) y Brasil (85%) ya tienen descontados los excedentes paraguayos cedidos, excedente que para el 2035 se calcula en 57 mil millones de Kwh. Por otro lado, para el caso peruano no se incluye un excedente superavitario de 16 mil millones de Kwh, el cual podría darse en el caso de que Brasil estimule este potencial bajo sus requerimientos de importación. (2). Pot: Potencia o Capacidad nominal total instalada. En el 2010, este valor implica lo mantenido por cada país dentro de ese año último, mientras tanto, para el 2035 implica la capacidad necesaria para la generación de energía eléctrica correspondiente. (3) Péridid: Pérdidas. Este dato representa el total de pérdidas por distribución (promedio histórico 2006-2010), el cual fue un referencial para las estimaciones futuras de generación y potencia eléctrica. Nota: Esta tabla fue realizada a partir de los datos presentados en las tablas 3.14, 3.15, C.34, C.37, C.38. Elaboración propia.

Tabla Resumen 5: Panorama eléctrico: Años 2010 y 2035.

En términos generales, queda expresar que bajo este ámbito de análisis queda ahora mucho más fácil hablar sobre estimaciones económicas futuras, de los beneficios económicos posibles y de los costos inversión que se evitarían a partir de una mayor integración energética real, pues ha sido necesario realizar todos estos cálculos para poder cubrir la siguiente sección.

vii. Beneficios económicos posibles a partir de una mayor integración energética.

Dentro del campo de las energías líquidas, y luego de conocer sus requerimientos de producción y consumo, se entiende que la capacidad de refinamiento regional deberá acondicionarse a estas exigencias³⁰⁴. En todo caso, sabemos que esta capacidad instalada deberá crecer en aproximadamente el doble, por lo cual, la región requerirá de un nivel de inversión de unos 240 mil millones de dólares³⁰⁵ en los

³⁰⁴ Para principios del año 2012 Suramérica contaba con una capacidad de refinamiento de 6,29 millones de barriles diarios (1 millón de metros/día) (US-EIA, en línea, ref. de 29 de septiembre de 2012).

³⁰⁵ La estimación de este nivel de inversión partió del incremento neto en la capacidad de refinamiento entre 2010 y 2035; para, posteriormente, estimar el costo bajo una relación de 38,33 millones de dólares por cada 1 mil barriles diarios procesados. Esta relación fue estimada a partir de los diversos proyectos que se encuentran en curso tanto en Ecuador, Venezuela, Nicaragua y Brasil.

próximos veinte años. Aunque cabe señalar que tales inversiones no podrán realizarse en cualquier país, sino, sólo en aquellos que cuenten con los recursos energéticos que brinden el retorno de estas inversiones y dentro de un tiempo acorde a la explotación del recurso.

Aún así, estos requerimientos ingentes de inversión aparecen como una oportunidad regional que envuelven la situación más propicia para que los países regionales puedan participar en proyectos conjuntos. De hecho, esta situación les permitiría ganar cuotas de mercado en la compra de los productos energéticos derivados de tales proyectos, y así, poder obtener cierto aseguramiento energético futuro³⁰⁶. A su vez, este campo de las energías líquidas requerirá de unos 47 mil millones de dólares adicionales³⁰⁷ para la creación de cierto nivel de infraestructura orientada a su distribución, comercialización y para algún tratamiento específico. Y con respecto a los costos de inversión para adaptar el incremento futuro en la demanda del gas, pues estarían bordeando los 6 mil millones de dólares aproximadamente, aunque este monto podría duplicarse o triplicarse, según la forma en que se desee llegar al usuario (para mayores precisiones consultar sección 3.4 y 3.5).

En el campo de la energía eléctrica, el monto de inversión necesario para incrementar la capacidad instalada regional³⁰⁸ se encontraría en unos 575 mil millones de dólares³⁰⁹. Además, se requerirá de unos 230 mil millones de dólares adicionales para la infraestructura de transmisión eléctrica (para mayores detalles revisar sección

³⁰⁶ La iniciativa de Petroamérica o de las empresas denominadas Grannacionales podría convertirse en instrumentos idóneo para tales participaciones.

³⁰⁷ Este monto de inversión adicional de 47 mil millones de dólares para la creación de infraestructura tanto para distribución, comercialización y la creación de cierta infraestructura para algún tratamiento específico, se lo obtuvo de multiplicar el incremento neto en el consumo de energías líquidas (Tabla C.13), por un costo de 0,125 USD/litro. De los precios internacionales de las gasolinas, el 60% aproximadamente se relaciona directamente con el precio de petróleo, el 10% con el refinamiento, y su diferencia, con la comercialización, distribución e impuestos.

³⁰⁸ Se prevé que la capacidad instalada regional pase de 217 Gw, en el 2010, a 576 Gw hacia el año 2035. Aunque se deja constancia nuevamente que la futura capacidad instalada mantiene el 17,3% de pérdidas bajo promedio regional; y un factor de planta (como promedio por fuentes) del 52% (Ver sección C.8.5, Apéndice C).

³⁰⁹ Esta cifra de 575 mil millones de dólares está compuesta, por un lado, a partir del incremento en las capacidades instaladas por fuentes renovables, entre ellas: hidráulica (355 mil millones de dólares), eólica (11 mil millones de dólares), geotermia (16 mil millones de dólares) y por biomasa y residuos (12 mil millones de dólares). Y, por otro, se encontraría el aporte que realizarían los sistemas convencionales de generación térmica (157 mil millones de dólares) y por fuente nuclear (24 mil millones de dólares), aunque con respecto a esta fuente última los gobiernos implicados viene trabajando desde hace varias décadas atrás.

3.5). Y es bajo estas situaciones que la región vive una de las situaciones más propicias para el estrechamiento de las relaciones entre sus estados, y en particular, dentro de un marco energético que puede ser potenciado a través de la integración energética regional³¹⁰

Ahora bien, la pregunta que surge en este punto es acerca de los beneficios directos que se obtendrían a partir de una mayor integración real y, específicamente, de una mayor coordinación y planificación a futuro dentro de este espacio. Si tomamos como ejemplo próximo a la iniciativa de la integración eléctrica centroamericana (SIEPAC), en el que se observó dentro de las dos últimas décadas un mejoramiento en el factor de planta³¹¹ de un 10% en promedio regional³¹². Por tanto, podríamos decir que en Suramérica a partir de un mejoramiento de este factor en las mismas proporciones, dentro de las dos próximas décadas, se evitaría la construcción de 93,3 Gw de capacidad instalada o, lo que implica, se ahorrarían unos 155,2 mil millones de dólares en costos de inversión, es decir, un 27% menos de los 575 mil millones de dólares que fueron estimados anteriormente.

Por otro lado, presentándolo propiamente como oportunidad, bajo un espacio de integración energético más consolidado se marcaría el espacio más propicio para realizar acciones conjuntas que lleven a reducir los niveles de pérdidas por distribución. Pues si los países de Brasil, Venezuela, Argentina, Colombia, Ecuador, Uruguay, Bolivia y Guyana redujeran estos niveles al 10% (ver tabla C.37, Apéndice C), sólo dentro del año 2035 se evitaría un desperdicio de 167 mil millones de Kwh, es decir, habría un ahorro de 3.194,3 millones de dólares³¹³. A su vez, se evitaría la construcción,

³¹⁰ En el año 2007 se identificó en Perú la construcción de hasta quince centrales hidroeléctricas con potencial exportador, las que estarían ubicadas en las vertientes del Atlántico y que suman una potencia de hasta 19,29 Gw.

³¹¹ Como se conoce, mejorar el factor de planta implicaría que cualquier región podría permitirse generar una mayor cantidad de energía, de manera más continua, con las mismas capacidades instaladas que posee. Para mayores referencias del mismo, consultar sección C.8.5.

³¹² En el contexto suramericano, comparado con Centroamérica, el mejoramiento del factor de planta se dio en tan solo un 5% dentro de este mismo período. Mientras tanto, dentro del Salvador, se da un mejoramiento de hasta un 15%, país por el cual se unen los bloques norte y sur.

³¹³ Esta estimación se calculó a partir del total de pérdidas de los países citados, y por cada una de las fuentes de generación. Se tomó cada uno de estos valores y se los multiplicó por los costos de generación según tipo de fuente. Estos ahorros de energía conjuntos, calculados para el año específico 2035, sólo para los que excedían en más del 10% de pérdidas, se corresponden con: Argentina (17,08 mil millones de Kw-h; 393,26 millones de USD); Bolivia (0,88 mil millones de Kw-h; 18,25 millones de USD); Brasil (94,10 mil millones de Kw-h; 1.704,4 millones de USD); Colombia (10,64 mil millones de Kw-h; 182,8 millones de USD); Ecuador (7,42 mil millones de Kw-h; 156,5 millones de USD); Guyana (0,05 mil millones de Kw-h; 1,1 millones de USD).

hacia este año definido, de 35,60 Gw de capacidad instalada, es decir, habría un ahorro adicional de 57,3 mil millones de dólares³¹⁴. Consecuentemente, a partir de estos ahorros se deberá ponderar toda acción conjunta para incrementar la eficiencia en el sistema eléctrico suramericano, pues cabe señalar que si los países citados, entre el año 2015 y 2035, generaran electricidad con un nivel de pérdidas por distribución de tan solo el 10%, básicamente, se evitarían pérdidas totales de 104 mil millones de dólares³¹⁵.

Para finalizar, se puede decir que los requerimientos de capital que se exigen a futuro son altos, aunque se sugiere que las medidas para estimular dichas inversiones vayan acorde con la nueva visión regional. En el cual, se permita coexistir al estado con el capital privado, y en el que sus esfuerzos sean guiados por una voluntad política regional homogénea, con visión económica y con vocación social.

viii. Acciones complementarias pendientes por realizar.

Para el desarrollo de esta última sección concluyente debemos entender, de antemano, que el modelo de integración energético suramericano se vuelve un modelo amplio y complejo, en el que se exigen enormes esfuerzos, más aún cuando sus mecanismos son insuficientes. En todo caso, sus acciones pendientes deberán estar concatenadas con los sectores social, económico y productivo, para así poder revertir y subsanar las deficiencias regionales.

Por tanto, sobre esta base de análisis se dieron una serie de recomendaciones que se fundamentaron bajo los conceptos institucionales expuestos dentro del primer capítulo. Además, se tuvieron presentes los lineamientos marcados dentro de la Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana (UNASUR, 2006),

millones de Kw-h; 1,19 millones de USD); Uruguay (2,23 mil millones de Kw-h; 47,50 millones de USD) y, finalmente, Venezuela (34,18 mil millones de Kw-h; 690,3 millones de USD).

³¹⁴ Estas capacidades innecesarias y ahorros generados provienen principalmente de: Argentina (4,40 Gw; 5,88 mil millones de USD); Bolivia (0,21 Gw; 318,1 millones de USD); Brasil (19,52 Gw; 33,3 mil millones de USD); Colombia (2,33 Gw; 4,4 mil millones de USD); Ecuador (1,14 Gw; 2,59 mil millones de USD); Guyana (0,02 Gw; 40,9 millones de USD); Uruguay (0,45 Gw; 600 millones de USD); y, Venezuela (7,18 Gw; 10,1 mil millones de USD).

³¹⁵ El ahorro de 104 mil millones de dólares provendría, por un lado, del total de pérdidas acumuladas y evitables dentro de dicho período 2015-2035 (46,7 mil millones de dólares). Y, por otro, de los costos en inversión en capacidad instalada que se evitarían de su construcción (57,3 mil millones de dólares). Dentro de las consideraciones técnicas a efectuar dentro de este proceso sectorial, incluso, se deberá evaluar la posibilidad de llegar a los hogares con una tensión de 220V. Nota: sobre el fundamento para llegar a los hogares con un voltaje de 220V, se deberá consultar la sección 5.3.

de lo expuesto en la Declaración de Margarita (UNASUR, 2007), y sobre las manifestaciones dadas en el Tratado constitutivo de UNASUR (UNASUR, 2008), esta última que rubrica el amparo legal del proceso energético. Es así, que se plantearon las siguientes recomendaciones³¹⁶:

- a. El proceso de integración energético suramericano deberá mantener sus principios de vocación social, eso sí, no deberá perder el enfoque estructural que exigen los acuerdos de esta naturaleza, el cual es garantizar el balance de la matriz energética regional y en cada estado miembro. Con todo, la construcción de dicha matriz energética regional deberá estar basada en criterios del uso racional de la energía, la búsqueda de su máxima eficiencia y ahorro energético, así como el desarrollo de fuentes alternativas.
- b. Se deberán marcar diferenciaciones en el tratamiento individual en las diversas fuentes energéticas, sean estos: petróleo, gas, carbón mineral, energías renovables y alternativas, y sector eléctrico. Esta diferenciación se basa en que cada sector actualmente presentan características propias para su exploración, explotación, transportación, comercialización e integración con los diversos mercados regionales y mundiales³¹⁷. Por tanto, al momento de elaborar un Tratado energético regional estos sectores deberán estar plenamente definidos.
- c. La eficiencia energética y la búsqueda de los mayores ahorros en los sectores energéticos deberán ser vistos, en conjunto, como un sector fundamental dentro de los tratamientos que se den al interior del proceso de integración energético y en su futuro Tratado Energético. En consecuencia, este sector garantizará, además, el continuo monitoreo de la explotación y uso de los recursos energéticos, la coordinación y planificación estatal en el mediano y largo plazo, la presentación de datos y estadísticas de manera continua, la elaboración de estudios para el desarrollo de fuentes alternativas, así como investigaciones en áreas de I+D+i.

³¹⁶ Las sugerencias emitidas en estas conclusiones aparecen de manera compacta y esencial, no obstante, para una presentación más detallada se aconseja revisar la sección 4.4.

³¹⁷ La meta no significa la construcción de un solo marco institucional capaz de hacerse cargo de todos los aspectos constitutivos de la interdependencia existente o potencial entre los participantes; más bien, se trata de la separación de dicha interdependencia en áreas delimitadas con suficiente precisión como para que permita la existencia de una institución que se haga cargo de cada una de ellas (Cohen, 1980, p.23). Para mayores detalles acudir a sección 4.2.

Previamente, se deberá equipar con capacidad técnica a algún tipo de institución, sea creada o elegida entre las existentes, para que genere constantemente una evaluación, planificación y prospectiva de la matriz energética suramericana, fundamentalmente, como actividades adicionales a las ya definidas. Esto último, de igual manera, se convierte en un aspecto importante ya que las necesidades energéticas y la toma de decisiones deberán proyectarse en un mediano y largo plazo, a partir de un criterio técnico y prospectivo³¹⁸.

d. Se deberá dotar de capacidad financiera al proceso de integración energético. Esto permitiría que la región, a través de un carácter descentralizado, pueda diseñar, emprender, controlar y vigilar programas y proyectos derivados en temas energéticos. Incluso, esta institución podría cofinanciar o avalar parcialmente estos proyectos, pues se reduciría así, además, el nivel de riesgo de éstos proyectos para hacerlos mucho más atractivos³¹⁹.

e. Promover la asignación de proyectos energéticos regionales como recurso para el mejor estrechamiento de las relaciones entre países miembros. Así también, con este mecanismo se deberá promocionar el desarrollo de fuentes alternativas³²⁰.

f. A partir del concepto de pluralismo, o del concepto de participación emitido por Cohen (1980), se deberá dar estructura y contenido a la integración energética a través de la participación de los responsables directos del aparato productivo, de la industria y de la sociedad. Se debe tener en cuenta que los temas surgidos en las diferentes cumbres son demasiados gruesos y generales, lo que provoca la exclusión de una gran parte de los que desempeñan el quehacer social³²¹. Por esta razón, se torna indispensable crear

³¹⁸ Cabe mencionarse que la matriz energética, en un país, para poder ser cambiada requiere de un lapso de tiempo entre 15 a 20 años. Es por tanto necesario, bajo prospectiva y planificación coordinada entre todos los países, dar previsibilidad a la evolución futura acerca de estos consumo energéticos, de su respectivo abastecimiento y sobre los lineamientos ambientales a tomarse en cuenta para cualquier modificación de esta matriz.

³¹⁹ Con este literal-d se abarcan los cuatro requisitos fundamentales que todo proceso de integración debe poseer y que fueron expuestos por Cohen (1980), principalmente el de autonomía; además, se cumple con uno de los componentes que, según Ffrench-Davis (1978), todo esquema formal de integración o cooperación debe poseer, como es la distribución de beneficios y costes entre los países miembros.

³²⁰ Con respecto a este literal-e, se tendrán en cuenta las condiciones geográficas de cada país y se promocionarían en cada uno de ellos sus mayores potenciales, así por ejemplo; la geotermia, en los países andinos al formar parte del anillo de fuego; la energía solar, dentro de las regiones de Chile, costas de Venezuela, Brasil e Islas Galápagos en Ecuador; y energía eólica, en el sur de Argentina. Aunque para esto, cada proyecto deberá ser definido específicamente según los estudios elaborados

³²¹ De acuerdo a Ochoa y Pilonieta (2006. p.24) el “quehacer social” es la actividad sistémica a través de la cual el hombre construye significados y hace un mundo en reunión con otros, se fundamenta en la

foros, observatorios y centro de ideas que se orienten a la convergencia de opiniones y, en particular, a encaminar las decisiones correctas promovidas por los estados nacionales y por todos los sectores dentro de la región suramericana.

g. En la línea de las tres tareas fundamentales que expone Cohen (1980); información e investigación, identificación de problemas y velar por los compromisos adquiridos; se deberá crear un sistema de información energético público y cuya información sea gratuita. En este sentido los sistemas de información energéticos deberán incluir elementos relevantes como estudios, prospectivas, estadísticas, información de precios, estructura tarifaria y arancelaria, marcos normativos y una actualización completa sobre los avances reales dados a partir de los compromisos realizados entre estados parte.

h. Como mecanismos para la convergencia social e intrarregional, para así compensar parte de las asimetrías del desarrollo económico, se deberán crear programas de educación, formación e intercambio de profesionales en el área energética, aunque para esto se necesitará contar con una organización, infraestructura, capacidad científica y tecnológica que estimule este mecanismo.

i. Así también, para corregir las asimetrías del desarrollo económico, se deberá crear un compromiso de los estados, como norma regional, en destinar hacia inversión social parte de los beneficios obtenidos, principalmente, de lo proveniente de aquellos proyectos energéticos que se encuentren en marcha o a partir de los impuestos adquiridos sobre la construcción de los mismos³²².

j. Con respecto a la movilidad laboral, es necesario realizar una regulación de políticas migratorias para facilitar la movilidad regional de mano de obra, exclusivamente³²³, dentro de los proyectos energéticos impulsados y puestos en marcha,

búsqueda de la vida digna y la realización del bienestar público. Por otro lado, la búsqueda de la vida digna supone un conjunto de necesidades básicas que necesitan ser atendidas bajo la inclusión de todos y bajo la construcción de una identidad colectiva. Y que apunte, de igual manera, una ética que se construya sobre los valores identificados por la propia sociedad como buenos.

³²² Estos fondos (literal i), deberán ser volcados sobre aquellas regiones o poblaciones que sean afectadas por el proyecto, así por tanto, habrá un mejor control por parte del pueblo mismo, sin que estos fondos desaparezcan a excusa de haber sido invertidos en otras áreas nacionales.

³²³ Para mayores detalles sobre movilidad laboral, y del término “exclusivamente”, se aconseja revisar la sección 4.4, en su literal j.

sobre todo, para aquellos países que participen puntualmente dentro de dichas actividades, aunque sea con medidas circulares que generen flujos de ida y vuelta.

k. Y, como última acción sugerida, se deberá buscar la estabilidad del mercado ampliado. Para esto, se podría precisar de un marco general de precios acerca de los productos energéticos comercializados, a través del desarrollo de un mercado tipo bursátil (ventas y compras a futuro) en el cual intervengan sólo los países miembros, para así, evitar cualquier tipo de mercado especulativo.

Finalmente, no cabe duda que estas acciones propuestas retomarán los lineamientos con los que fue concebido originalmente este proceso de integración energético. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que las verdaderas soluciones para los problemas de desarrollo, desigualdad y niveles de pobreza que afronta Suramérica tienen que surgir necesariamente desde su interior, todo ello bajo una visión sistémica, con soluciones propias y procedentes de los individuos que conforman sus sociedades. A pesar de esto, la iniciativa energética suramericana presenta actualmente instrumentos insuficientes, en el que sus reglas de juego aún se están diseñando. No obstante, por esta misma razón se resalta una vez más la necesidad de su reforzamiento institucional, y así ellas mismos, puedan velar por su propio desarrollo. En todo caso, y como se dijo desde el principio, son muchos los desafíos que la región deberá superar, pero la voluntad política será el principal eje dinamizador para que este acuerdo se convierta en una verdadera “herramienta importante para promover desarrollo económico, social y erradicar la pobreza dentro de la región”.

BIBLIOGRAFÍA BÁSICA.

Ayuso, Anna. (2010). "Integración con equidad: instrumentos para el tratamiento de las asimetrías en América del Sur", en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 137-178.

Balassa, B. (1964). Teoría de la integración económica. Universidad de Yale. Traducción al español por Jorge Laris Castilla. Primera edición en español. Editorial UTHEA.

Banco Mundial (On line). World Data Bank. Disponible en WEB: <<http://databank.worldbank.org>>

Bodemer, Klaus (2010). "Integración energética en América del Sur: ¿eje de integración o fragmentación?", en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 179-205.

BP (2010). BP Statistical Review of World Energy Junio 2010.

BP (2011). BP Statistical Review of World Energy Junio 2011.

BP (en línea). Statistical Review of World Energy. Disponibles en WEB: <www.bp.com/statisticalreview>.

Bustelo, P. (1999). Teorías contemporáneas del desarrollo económico, Editorial Síntesis, Madrid, pp.303.

CAN (1969). Acuerdo de Cartagena. Acuerdo de Integración Subregional del Pacto Andino. Referencia de 04 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.fmmeduacion.com.ar/Recursos/Documentos/Internacionales/acuerdocartagena.htm>

CAN (1996). Protocolo de Trujillo (1996). Protocolo Modificadorio del Acuerdo de Integración Subregional Andino. Referencia de 06 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.comunidadandina.org/normativa/tratprot/trujillo.htm>

CAN (1997). Protocolo de Sucre (1997). Protocolo Modificadorio al Acuerdo de Integración Subregional Andino (Acuerdo de Cartagena). Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.comunidadandina.org/normativa/tratprot/sucre.htm>

CAN (2002). Decisión 536. Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D536.htm>

CAN (2003a). DECISIÓN 563. Acuerdo de Cartagena con las modificaciones introducidas por el Protocolo de Sucre. Referencia de 05 de noviembre de 2011.

Disponible en WEB: <http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D563.htm>

CAN (2003b). DECISIÓN 557. Creación del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina. Referencia de 06 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D557.htm>

CAN (2004). SG/CM.EEHM/I/ACTA. De La I Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina. Disponible en WEB (fecha de búsqueda 07/06/2004):

http://intranet.comunidadandina.org/IDocumentos/c_Newdocs.asp?page=95&ChkEstVig=&GruDoc=RR&TxtNum1=&TxtNum2=&LbxTip=07&TxtPPP=&TxtRes=&chxbxE exacta=&LbxEst=&CbxTit=&LbxVig=&Ambito=1&Org=0&LbxCom=0

CAN (2012). Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, Declaración de Santiago, 27 de septiembre. Santiago de Chile. Referencia de 24 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.comunidadandina.org/Upload/201292895532Declaracion-de-Santiago.pdf>>

CAN (en línea). Energía. Referencia de 08 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.comunidadandina.org/energia.htm>>

Cancino, O; Chaves, C. y Otero, D. (2009). Análisis de la integración energética en América Latina y de su importancia para Suramérica. Universidad Central. Bogotá-Colombia. ISBN:978-958-26-0117-1.

Cardozo, E. (2006). Integración energética y gobernabilidad en la región andina, en Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales (ILDIS), Caracas, mayo.

CEPAL (1994). El regionalismo abierto en América Latina y el Caribe: la integración económica al servicio de la transformación productiva con equidad, Libros de la CEPAL, N° 39 (LC/G.1801/Rev.1-P), Santiago de Chile, septiembre. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S/E.94.II.G.3.

CEPAL (2006). División de Comercio Internacional e Integración. Diagnóstico de las asimetrías en los procesos de integración de América del Sur, en documento elaborado para el Grupo de Trabajo sobre Asimetrías de la Comunidad Suramericana de Naciones. Santiago de Chile.

CEPAL (2007). Panorama social de América Latina 2007. Santiago de Chile, noviembre (LC/G.2351-P). Publicación de las Naciones Unidas.

CEPAL (2011). La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe – 2010. Santiago de Chile, junio (LC/G.2494-P). Publicación de las Naciones Unidas.

Cienfuegos, Manuel (2010). “Comercio, inversiones y los otros pilares de las relaciones eurosuramericanas: ¿hacia un espacio común de integración?”, en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 274-357.

Cienfuegos, Manuel y Sanahuja, José Antonio (2010). Introducción del libro, en Manuel

Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 13-20.

CLAES y D3E (2003). Las sombras del ALCA: Promesas y realidades en las negociaciones de libre comercio en las Américas, Centro Latino Americano de Ecología Social, y Desarrollo, Economía, Ecología, Equidad América Latina, Montevideo, Uruguay.

Cohen, I. (1980). Aspectos institucionales de la Integración. Consideraciones teóricas, en Revista Integración Latinoamericana, N° 43, INTAL, Buenos Aires, pp.22-34.

EPR (en línea). Historia de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.eprsiepac.com>>

España (2004). Real Decreto Legislativo 4/2004. Por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades. Referencia: de 25 de Enero de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.boe.es/boe/dias/2004/03/11/pdfs/A10951-11014.pdf>>

European Commission-SYNERGY (1999). Integración de los Mercados de la Energía en la Unión Europea. Historia, Política y Economía de la Formación del Mercado Interior de la Energía. Informe Unión Europea (Módulo 2). Referencia de 11 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.energy-strategies.org/es/informes-y-publicaciones/44-1999/77-article-3>>

Fernández, W. (2010). La situación en los noventa y el surgimiento de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de Suramérica (IIRSA), en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 207-243.

Ffrench-Davis, R. (1978). Marco general para análisis de los procesos de integración y Cooperación, en Revista Integración & Comercio, Número Especial (1965-2000), BID-INTAL, Buenos Aires, pp.85-108.

FMI (En línea). World Economic Outlook Database. Disponible en WEB: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2011/02/weodata/index.aspx>>

Frambes-Buxeda, A. (1993). Teorías sobre la integración aplicables a la unificación de los países latinoamericanos. En Política y Cultura, Inv./primavera, Año N° 2.2, pp.269-306.

Heidrich, P. y F. Merke (2007). Integración energética: securitización de la energía o seguridad energética? En F. Bosoer y F. Calle, comps., 2010. Una agenda para la región. pp. 341-374.

Jiménez, L. (2000). Desarrollo sostenible. Transición hacia la coevolución global. Madrid, Editorial Pirámide, 295 páginas.

Mellado, Noemí (2010). La Unión Europea y la integración Suramericana: Espacio político birregional, en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una

región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 359-387.

MERCOSUR (1991). Tratado de Asunción. Tratado para la Constitución de un Mercado Común entre La República de Argentina, La República Federativa del Brasil, La República del Paraguay, y La República Oriental del Uruguay. Referencia de 04 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://200.40.229.134/htmlstat/pl/tratados/trat16196.htm>

MERCOSUR (1993). Directrices de políticas energéticas en el MERCOSUR. MERCOSUR/GMC/RES N° 57/93. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.mercosur.int/show?contentid=3099>>

MERCOSUR (1994). Protocolo De Ouro Preto. Protocolo Adicional al Tratado de Asunción sobre la Estructura Institucional del MERCOSUR. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: http://www.puntofocal.gov.ar/doc/protocolo_ouro_preto.pdf

MERCOSUR (1998a). Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el MERCOSUR. MERCOSUR/CMC/DEC. N°10/98. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.mercosur.int/msweb/Normas/normas_web/Decisiones/ES/Dec_010_098_Memorandum_Entend_Inter-El%C3%A9ct-Integ-El%C3%A9ctrica_Acta%201_98.PDF>

MERCOSUR (1998b). Informe SGT-9/GT A 1/98. Subgrupo de Trabajo No 9. Energía. Grupo de tareas A. Programas energéticos del MERCOSUR. Resolución MERCOSUR/GMC/Res N° 150/96.

MERCOSUR (1999a). Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios gasistas e integración gasista entre los estados partes del MERCOSUR. MERCOSUR/CMC/DEC N°10/99. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.mercosur.int/msweb/Normas/normas_web/Decisiones/ES/Dec_010_099_Memor-Interc-Gas%C3%ADferos%20e%20Integ-Gas%C3%ADfera_Acta%202_99.PDF>

MERCOSUR (1999b). Instrucciones a los Subgrupos de Trabajo N° 1, 4, 5, 9 y 11, y a La Reunión Especializada De Turismo. MERCOSUR/GMC/RES. N° 05/01. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.mercosur.int/show?contentid=3083>>

MERCOSUR (2001). Pautas Negociadoras del Subgrupo de Trabajo N°9 Energía y Minería. MERCOSUR/GMC/RES. N° 33/01. pp. 337-348. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: http://www.mercosur.int/innovaportal/v/3083/1/secretaria/resoluciones_2001

MERCOSUR (2010). Modificación de la denominación del subgrupo de trabajo N°15 “Minería”. MERCOSUR/CMC/DEC. N°37/10. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.mercosur.int/show?contentid=2376>>

Mitrany, D. (1943). *A Working Peace System*. Londres: Royal Institute of International Affairs. pp.92-113

Nieto Solís, J. A. (2001). *La Unión Europea. Una nueva etapa en la integración económica de Europa*. Ediciones Pirámide, Madrid.

Nieto Solís, J.A. (2005). *Organización Económica Internacional y globalización. Los organismos internacionales en la economía mundial*. Ed. Siglo XXI, Madrid.

Nieto Solís, J.A. (2007). *Central American Economic Integration: An introduction to the Study of Customs Union and Relations with the European Union*. Universidad Complutense de Madrid. España.

Ochoa A. y Pilonieta, C. (2006). *El Desarrollo Endógeno Sustentable. Una Aproximación Conceptual*. En *Aprendiendo en torno al Desarrollo Endógeno*, Ochoa, A. (ed.). Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela.

PNUD (2010). *Informe Regional sobre Desarrollo Humano para América Latina y el Caribe 2010. Actuar sobre el futuro: romper la transmisión intergeneracional de la desigualdad*. San José de Costa Rica.

Ruiz Caro, A. (2010a). *La cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. *Puente @ Europa*, 8(1), p. 62-67.

Ruiz-Caro, A. (2006). *Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. CEPAL – Serie Recursos naturales e infraestructura N°106.

Ruiz-Caro, A. (2010b). *Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. CEPAL – Serie Recursos naturales e infraestructura, N°148.

Salomón, M. (1999). "La PESC y las teorías de la integración Europea" en *Revista Afers Internacionals*, núm. 45-46, p.197-221. España.

Sanahuja, José Antonio (2009). "Del 'regionalismo abierto' al 'regionalismo post-liberal'. Crisis y cambio en la integración regional en América Latina y el Caribe", en Laneydi Martínez, Lázaro Peña y Mariana Vázquez (coords.). *Anuario de la Integración de América Latina y el Gran Caribe* n° 7, 2008-2009, Buenos Aires, Coordinadora Regional de Investigaciones Económicas y Sociales (CRIES), pp. 11-54

Sanahuja, José Antonio (2010). "La construcción de una región: Suramérica y el regionalismo posliberal", en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), *Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur*, Barcelona, CIDOB, pp. 87-134.

SIEPAC (1996). *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.eprsiepac.com/pdf/Tratado%20Marco.pdf>>

SIEPAC (1998). Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.eprsiepac.com/pdf/Tratado%20Marco.pdf>>

Solón, P. (2008). UNASUR y Suramérica: Reflexiones a mano alzada sobre el Tratado de UNASUR, en Revista de la Integración. Secretaría General de la Comunidad Andina. N°2 Julio, pp. 12-18.

UNASUR (2000). Comunicado de Brasilia. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/di1-9-00.htm>

UNASUR (2002). Consenso de Guayaquil sobre Integración, Seguridad e Infraestructura para el Desarrollo (2002). Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/Consenso_guayaquil.htm>

UNASUR (2004). Declaración de Cusco sobre la Comunidad Suramericana de Naciones. Referencia de 01 de Noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/cusco_sudamerica.htm>

UNASUR (2005a). Declaración Presidencial y Agenda Prioritaria de Brasilia. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/casa_2005_3.htm>

UNASUR (2005b). Proyecto de Decisión sobre la Creación de la Comisión Estratégica de Reflexión sobre el Proceso de Integración Sudamericano. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/unasur/comision_estrategica.pdf>

UNASUR (2005c). Declaración de Caracas en el Marco de la I Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Suramericana de Naciones. Disponible en WEB:
< http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/casa_2005_7.htm >

UNASUR (2006a). Documento Final de la Comisión Estratégica de Reflexión. Un nuevo modelo de Integración de América del Sur. Hacia la Unión Suramericana de Naciones. Referencia de 05 de mayo de 2011. Disponible en WEB:
http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/dec_cochabamba_reflexion.htm

UNASUR (2006b). Declaración de Cochabamba. Cumbre de la Comunidad Suramericana de Naciones. Colocando la Piedra Fundamental para una Unión Suramericana. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/declaracion_cochabamba.htm>

UNASUR (2007). Declaración de Margarita. Construyendo la Integración Energética del sur. Referencia de 26 de octubre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/documentos/dec_int/declaracion_margarita.pdf>

UNASUR (2008a). Tratado Constitutivo de la Unión de Naciones Suramericanas. Referencia de 26 de octubre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/unasur/tratado_constitutivo.htm>

UNASUR (2008b). Declaración del I Consejo Energético de Suramérica. Referencia de 15 de Noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.ehu.es/ceinik/tratados/15TRATADOSSOBREENERGIA/TE1522.pdf>

UNASUR (2010). Declaración Final de la Reunión Extraordinaria del Consejo de jefes y jefas de Estado de la Unión de Naciones Suramericanas. Disponible en WEB:
 < <http://www.comunidadandina.org/unasur/4-5-10BuenosAires.htm>>

Unión Europea, Decisión 98/181/CE. Carta Europea de la Energía. Referencia de 20 de agosto de 2012. Disponible en WEB:
 <http://europa.eu/legislation_summaries/energy/external_dimension_enlargement/127028_es.htm>

US-EIA (2010). U.S. Energy Information Administration. Report “International Energy Outlook-2010” (IEO 2010). Office of Integrated Analysis and Forecasting. U.S Department of Energy.

US-EIA (2011). U.S. Energy Information Administration. Report “International Energy Outlook-2011” (IEO 2011). Office of Integrated Analysis and Forecasting. U.S Department of Energy.

Zanoni, J. R. (2006). ¿Qué pueden hacer las políticas energéticas por la integración?, en Nueva Sociedad, 204, pp. 176-185.

BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA.

180 (2011, 19 de mayo). Uruguay y Brasil trabajan en el intercambio de energía eléctrica. Referencia de 27 de junio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.180.com.uy/articulo/19016_Uruguay-y-Brasil-trabajan-en-el-intercambio-de-energia-electrica>

ABC Digital (2011, 28 de enero). Construirán dos termoeléctricas en Paraguay como parte del gasoducto. Referencia de 05 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.abc.com.py/nota/construiran-dos-termoelectricas-en-paraguay-como-parte-del-gasoducto/>>

Ablan, E., Aguilar, J., Aldana, E., Ochoa, A. (2006). Organismos de Desarrollo Regional Endógeno Sustentable. Una Propuesta Institucional. En Aprendiendo en torno al Desarrollo Endógeno, Ochoa A. (ed.). Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela.

Abre Brechas (2010, 07 de abril). Retoman Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas. Referencia de 01 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.abrebrecha.com/articulos.php?id=61602>>

Acosta, J. (2008). El factor energético en la creación de la UNASUR, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol, pp. 37-66.

ADEERA (2012, 08 de marzo). De Vido: “La integración energética de Brasil y Argentina está en su punto más alto”, en Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina. Referencia de 30 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.adeera.org.ar/DiariodeNoticias/Informe%20Diario%20de%20Noticias%2008-03-2012.pdf>>

Afonso, J.R y Mussi, C. (2008). ¿Cómo conciliar desarrollo económico con bienestar social? Algunas reflexiones sobre los nuevos desafíos latinoamericanos. En revista NUEVA SOCIEDAD N° 215, mayo-junio de 2008. pp. 147-166.

Agencia Venezolana de Noticias (2011, 21 de marzo). Desarrollo nuclear pacífico garantizará soberanía energética a Venezuela. Referencia de 27 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.avn.info.ve/node/24308>>

Agencia Venezolana de Noticias (2011, 29 de marzo). Empresa Carbones del Guasare fue adscrita a la Vicepresidencia de la República. Referencia de 28 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.avn.info.ve/node/50620>>

AIE (2010). World Energy Outlook 2010. Resumen Ejecutivo. Referencia de octubre de 2011. Disponible en WEB: http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2010/weo2010_es_spanish.pdf

ALADI (1980). Tratado de Montevideo 1980. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.aladi.org/nsfaladi/juridica.nsf/tratadoweb/tm80>

ALADI (on line). Glosario. Referencia de 01 agosto de 2008. Disponible en:
<<http://www.aladi.org/nsfaladi/vbasico.nsf/walfa/a>>

ALALC (1960). Tratado de Montevideo 1960. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www0.parlamento.gub.uy/htmlstat/pl/tratados/trat12859.htm>

Alerta Económica (2010, 06 de septiembre). Exportaciones peruanas de petróleo crecerán fuertemente en el 2010. Referencia de 23 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.alertaeconomica.com/06-09-2010>>

Alisos (2011). Retos para un desarrollo sostenible. Transformación en la Amazonía colombiana, septiembre, Bogotá-Colombia.

Alvares, W. y Fadigas, E. (2010). Análisis del Proceso de Integración Eléctrica Perú – Brasil. Universidad de Sao Paulo, Brasil.

América Economía (2010, 09 de julio). Bolivia venderá gas a Uruguay a través de gasoductos argentinos. Referencia de 26 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/bolivia-vendera-gas-uruguay-traves-de-gasoductos-argentinos>>

América Economía (2011, 02 de mayo). Producción de gas natural en Venezuela está estancada desde hace diez años. Referencia de 14 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/produccion-de-gas-natural-en-venezuela-esta-estancada-desde-hace-diez-anos>>

Analítica (2010, 06 de mayo). Energía eólica ¿vale la pena para Colombia? Referencia de 05 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.analitica.com/medioambiente/6875868.asp>>

Ander-Egg, E. (1995). Técnicas de investigación social. Lumen Argentina 24ava edición.

Andes (2010, 12 de octubre). Condiciones para iniciar intercambio energético fluido con Ecuador se concretarían a mediados del 2011. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://andes.info.ec/economia/condiciones-para-iniciar-intercambio-energetico-fluido-con-ecuador-se-concretarian-a-mediados-del-2011-33127.html>>

Andina. Agencia Peruana de Noticias (2011, 12 de febrero). Tres centrales eólicas se construirán en Perú aportando 142 MW de potencia al mercado. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.andina.com.pe/Espanol/Noticia.aspx?id=MjPMzeFbJXo=>>

Andina. Agencia Peruana de Noticias (2012, 28 de septiembre). Autoridades de la CAN y Chile ratifican compromiso de impulsar la interconexión eléctrica. Referencia de 15 de julio de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.andina.com.pe/Espanol/Noticia.aspx?id=L9RJ0fkGpRQ=>>

Antunez, J.L. (2005). Terminación de la Central Nuclear Atucha II, en revista Boletín Energético N°16. Comisión Nacional de Energía Atómica Argentina. pp.3-8. Disponible en WEB:

<http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/16/Bolet%C3%ADn-16.pdf>

Arana, R. (2006). Integración: Aspectos Teórico – Doctrinarios. Comando de doctrina y educación militar de la República del Salvador.

Arca Universal (2011, 23 de mayo). El primer parque eólico del país. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.arcauniversal.com.ar/el-primer-parque-eolico-del-pais.html>>

Argentina en noticias (2011, 22 de febrero). A fin de año se inaugura Atucha II (22-02-2011). Referencia de 07 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.argentina.ar/_es/pais/C6731-a-fin-de-ano-se-inaugura-atucha-ii.php>

Argentina. Energía Argentina (en línea). En Comunicados.- Adjudicación de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables (09/09/2010). Disponible en WEB: <<http://www.enarsa.com.ar>>

Banco Mundial (en línea). World Data Bank. Disponible en WEB:

< <http://www.worldbank.org/depweb/spanish/beyond/global/chapter1.html>>

Bank Information Center (2009, 10 de julio). Hidrovía Ichilo-Mamoré. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.bicusa.org/es/Article.11316.aspx>>

Bank Information Center (2011, 27 de junio). Gasoducto del Noreste Argentina. Referencia de 07 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.bicusa.org/es/Project.10041.aspx>>

Bank Information Center (2012, 24 de octubre). Complejo hidroeléctrico del río Madeira. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.bicusa.org/es/Project.Financing.10138.aspx>

Bank Information Center (2012, 24 de octubre). Construcción de la planta hidroeléctrica de Corpus Christi. Referencia de 25 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.bicusa.org/es/Project.10040.aspx>>

Bank Information Center (2012, 24 de octubre). Construcción de la planta hidroeléctrica Garabí. Referencia de 29 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.bicusa.org/es/Project.10132.aspx>>

Barreiro, E. (2009). La complejidad del negocio de energías alternativas en la Argentina, en revista Petrotecnia, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. N° de Agosto de 2009.

Barrera, A. (2004). Las limitaciones del funcionalismo en su aplicación a los procesos de integración: el caso de MERCOSUR, en revista Gestiopolis “Globalización, Integración Internacional y Apertura Económica”, Edición 2004-2.

Barros, R. (1981). Análisis comparativo de los Tratados de Montevideo 1960 y 1980. Integración Latinoamericana (1981), pp. 93-100.

Bergalli, R. (1996). Latinoamérica: ¿Soberanía... u otra cosa?, en Resta, E. y Bergalli, R. (Coords.), Soberanía: un principio que se derrumba: aspectos metodológicos y jurídico-políticos, ISBN 84-493-0206-4, págs. 191-206.

BID (2001). “Integración Energética en el Mercosur Ampliado”. Banco Interamericano de Desarrollo, Departamento Regional de Operaciones 1 (RE1), División de Finanzas e Infraestructura Básica 1 (RE1/FI1), Departamento del Sector Privado (PRI). Washington D.C.

BID (2006). Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=850719>>

Biodisel.com (2011, 16 de junio). Biodiesel Paraguay. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://biodiesel.com.ar/5764/biodiesel-paraguay>>

Biodisol (2010). ¿Qué son los biocombustibles? Referencia de 18 de diciembre de 2010. Disponible en WEB: <<http://www.biodisol.com/que-son-los-biocombustibles-historia-produccion-noticias-y-...18/12/2010>>

Biotech Energía (2011). Energía Hidráulica. Referencia de 04 de marzo de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.biotechenergia.com/hidraulica.pdf>>

BIPM (2010). The BIPM and the Metre Convention. The International System of Units. (8ava ed.).

Boletín Agrario (2011, 01 de abril). RD 459/2011 que fija los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013. Referencia de 24 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.boletinagrario.com/ap-32,rd-4592011-que-fija-objetivos-obligatorios-biocarburantes-para-anos-2011-2012-2013,121,213.html>>

Bolivia al día (2010, 21 de julio). Bolivia planteó a Paraguay y Uruguay gasoducto de 2.000 kilómetros. Referencia de 06 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.uruguayaldia.com/2010/07/bolivia-planteo-a-paraguay-y-uruguay-gasoducto-de-2-000-kilometros/>>

Bolivia. Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (en línea). El Sector en Cifras. Generación Bruta -SIN- 2010. Referencia de 29 de agosto de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.ae.gob.bo/node/189>>

Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga (2010). Informe “Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011- 2021”. Referencia de 02 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.cndc.bo/boletines/publicaciones.php>>

Born, R.; Schmidt, T.S.; Schneider, M. (2012). "Assessing the costs of photovoltaic and wind power in six developing countries". *Nature Climate Change* 1-6, 15 de abril de 2012 DOI: 10.1038/nclimate1490.

Bouzas, R. y Fanelli J.M. (2001): Mercosur: integración y crecimiento. Ed. Altamira, Fundación OSCE, Buenos Aires.

Brasil. Ministerio de Minas y Energía (2010a). Uso de las Energías Renovables en la Expansión del Sistema Eléctrico Brasileño. Referencia de 04 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.olade.org/electricidad/Documents/ponencias/Dia%2026%20de%20mayo/Sesion%201/R_Meira_Jr_Uso%20de%20ER%20en%20la%20expansion%20del%20Sist%20Elec%20Brasileiro.pdf>

Brasil. Ministerio de Minas y Energía (2010b). II Seminario de Integración Energética Perú-Brasil. Mesa 1: Política Energética e Integración de América Latina. Lima-Perú. Referencia de 23 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/seminariobrasil-peru/IISEMINARIOINTENERGETICA/Jueves14/Mesa3/Mesa3DanielCamacPerspectivasdeintegracion.ppt>>

Brasil. Ministerio de Minas y Energía (en línea). En Estadísticas Energéticas. Disponible en WEB:

<http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/pne_2030/PlanoNacionalDeEnergia2030.pdf>

Brasil. Senado Federal (2011, 15 de julio). Raupp volta a defender construção do gasoduto Urucu-Porto Velho. Referencia de 20 de octubre de 2012. Disponible en WEB:<<http://www12.senado.gov.br/noticias/materias/2011/07/15/raupp-volta-a-defender-construcao-do-gasoduto-urucu-porto-velho>>

Brasil.gov.br (2011a). Matriz Energética. En innovación. Referencia de 15 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.brasil.gov.br/cop-espanol/panorama/lo-que-brasil-esta-haciendo/matriz-energetica>>

Brasil.gov.br (2011b). Energía eólica se muestra más competitiva que el gas natural en Brasil. En Noticias. Referencia de 05 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.brasil.gov.br/noticias-1/historia/2011/08/23/energia-eolica-se-muestra-mas-competitiva-que-el-gas-natural-en-brasil/newsitem_view?set_language=es>

Business News Americas (2004a, 02 de agosto). ISA firma acuerdo para operar Hidropaute a distancia. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.bnamericas.com/news/energielectrica/ISA_firma_acuerdo_para_operar_Hidropaute_a_distancia>

Business News Americas (2004b, 20 de diciembre). Inicio de interconexión espera definición regulatoria Ecuador-Perú. Referencia de 05 de julio de 2004. Disponible en WEB:<http://www.bnamericas.com/news/energielectrica/Inicio_de_interconexion_esp

era_definicion_regulatoria>

Business News Americas (2006, 25 de enero). Presidentes firman acuerdos de integración energética: Bolivia-Venezuela. Referencia de 10 de marzo de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.bnamericas.com/news/petroleoygas/Pdtes,_firman_acuerdos_de_integracion_energetica>

Business News Americas (2008, 01 de octubre). Electro Sur Este alista inicio de operaciones de líneas y solicita inscripción como MDL –Perú. Referencia de 08 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Electro_Sur_Este_alista_inicio_de_operaciones_de_lineas_y_solicita_inscripcion_como_MDL>

Business News Americas (2011, 07 de noviembre). Petroperú confirma negociaciones con Quito sobre ampliación de oleoducto Nor Peruano –Ecuador. Referencia de 10 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.bnamericas.com/news/privatizacion/petroperu-confirma-negociaciones-con-quito-sobre-ampliacion-de-oleoducto-nor-peruano>>

Buzan, Waever y de Wilde (1998). *Security: A New Framework for Analysis*, Lynne Rienner Publishers, 1998.

CABI Publishing (2005). *Tropical Rainforests of the Guianan*, in Hammond David, S. (ed.), Wallingford, UK.

CAF (2004). *Corporación Andina de Fomento – IIRSA. Ejes de Integración*. Referencia de 01 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.caf.com/view/index.asp?ms=8>>

Camisea (en línea). Proyecto de Camisea. Referencia de 15 de julio de 2011. Para mayor referencia del proyecto visitar <<http://www.camisea.pluspetrol.com.pe/>>, y para consulta de recorrido a través de mapa:

<http://www.camisea.pluspetrol.com.pe/esp/images/m_ubicacionG.jpg>

CAMMESA (2011). *Informe Anual de 2010 (21-03-2011)*. Disponible en WEB:

<<http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>>

WEB/Descargas/Varios/Informe Anual/Año 2010>

CAMMESA (en línea). Referencia de 04 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<<http://portalweb.cammesa.com/Pages/Informes/Estadisticas1.aspx>>

Canete, I. y Estrada, F. (2012). *Interconexión eléctrica regional*, en Cárdenas, A. y Rudnick, H. (Sup.), *Mercados Eléctricos*. Pontifica Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile.

Canovas, P. (2002). "Planteamientos de la integración. Evolución de la integración en Latinoamérica". III Simposio Grupo De Estudios "JEAN MONNET", *Modelos De Integración Económica: América y Europa*. Madrid, marzo de 2002.

Capital Madrid (2011, 04 de mayo). *Avances hacia la interconexión eléctrica*.

Referencia de 10 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.capitalmadrid.com/2011/5/4/0000020771/avances_hacia_la_interconexion_electrica.html>

Cardona, D. (2008). El ABC de UNASUR: Doce preguntas y respuestas, en Revista de la Integración. Secretaría General de la Comunidad Andina. N°2 Julio. pp. 19-30.

Cardozo, C. (2008). Nos pagan G. 11 por Kwh (10/02/2008). En ABC Digital, 2008, 10 de febrero. Referencia de 22 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://archivo.abc.com.py/2008-02-10/articulos/391667/nos-pagan-g-11-por-kwh>>

Carvalho, J. (2010). Plan de expansión energética pone demasiado énfasis en capacidad hídrica, según especialista. En Business News Américas, 2010, 25 de mayo. Referencia de 13 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Plan_de_expansion_energetica_pone_demasiado_énfasis_en_capacidad_hidrica,_segun_especialista>

Casallas, D. (2011). Murphy insistirá pese al fracaso en descubrimientos – Surinam. En Business News Americas, 2011, 6 de mayo. Referencia de 26 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.bnamericas.com/news/petroleoygas/murphy-insistira-pese-a-fracaso-en-descubrimientos>>

Castillo, C. (2011). Chile debate sobre energía nuclear, en Solonline, 2011, 16 de marzo. Referencia de 19 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.elsolonline.com/noticias/viewold/91916/>>

Castro, L. (2010). “Participar para revalorizar las relaciones eurolatinoamericanas: una mirada desde la sociedad civil”, en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 405-422.

Celi, P. (2008). La perspectiva regional de integración energética y la frágil inserción ecuatoriana, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol. p. 155-185.

Chávez, W. (2008). Políticas públicas para un desarrollo endógeno sustentable en países en desarrollo. Observatorio Iberoamericano del Desarrollo Local y la Economía Social. En revista OIDLES. Vol.2. N°3. Málaga.

Chile Sustentable (2011). Escenarios Energéticos. Propuesta Matriz Eléctrica par Chile 2010-2030. Comisión Minería y Energía del Senado. Sesión Matriz Energética para Chile-Valparaíso, 20 abril de 2011. Plan de Obras Chile Sustentable. Referencia de 25 de agosto de 2011. Disponible en WEB: <www.chilesustentable.net/web/?file_id=128>

Chile. Instituto Nacional de Estadísticas (en línea). En Estadísticas. Capítulo: Generación y Distribución Eléctrica. Indicadores Estadísticos Julio 2011. Disponible en WEB:

<http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/estadisticas_economicas/energia/series_estadisticas/series_estadisticas.php>

Choi, Young Jong y James Caporaso (2006). "Comparative regional integration", en Handbook of International Relations, editado por W. Carlsnaes, T. Risse y B. Simmons. London, Thousand Oaks, New Delhi: Sage Publications, pp.480-499.

CIDET (2011, 16 de junio). Generación de fluido eléctrico aumentará en Colombia. Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del sector Eléctrico. Referencia de 20 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.cidet.org.co/noticias-det.php?ar=ge&id=216>>

Ciudadanía Informada (2012, 28 de septiembre). Plazo para funcionamiento de Refinería del Pacífico fue reprogramado. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.ciudadaniainformada.com/noticias-politica-ecuador0/noticias-politica-ecuador/browse/1/ir_a/politica/article//plazo-para-funcionamiento-de-refineria-del-pacifico-fue-reprogramado.html>

CNUMAD (1992). Informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. Referencia de Noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.un.org/documents/ga/conf151/spanish/aconf15126-1annex1s.htm>

Colombia (2011, 28 de noviembre). Presidentes de Colombia y Venezuela firmaron acuerdo comercial de alcance parcial. Referencia de 10 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://wsp.presidencia.gov.co/Prensa/2011/Noviembre/Paginas/20111128_06.aspx>

Colombia. Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (2011). Isagén de Colombia y Celec de Ecuador desarrollarán proyecto geotérmico en zona volcánica de la frontera. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.acolgen.org.co/article.php?sid=2768>>

Colombia. Ministerio de Energía y Minas. (2010a). "Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024". Unidad de Planeamiento Minero Energético. Informe. Referencia de 30 de agosto de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2010/Plan_Expansion_2010-2024_Definitivo.pdf>

Colombia. Ministerio de Minas y Energía (2010b). Proyección de Demanda de Energía en Colombia. Revisión de Octubre. Referencia de 20 de agosto de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.upme.gov.co/Docs/Energia/PROYECC_DEMANDA_ENERGIA_OCTUBRE_2010.pdf>

Colombia. Ministerio de Minas y Energía (2011b). Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima. Referencia de 17 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>>

Colombia. Sistema Informativo de Gobierno, (2011). "Colombia respalda

abastecimiento energético en Venezuela”. Referencia de 05 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<http://wsp.presidencia.gov.co/Prensa/2011/Junio/Paginas/20110614_05.aspx>

Colombia. UPME (en línea). Generación Real 31-07-2011. Unidad de Planeación Minero Energética. Referencia de 05 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www1.upme.gov.co/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=108>

Computer World Venezuela (2011, 02 de agosto). Schneider Electric Venezuela presentó estrategia para colaborar con las empresas en su eficiencia energética. Referencia de 18 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.cwv.com.ve/?p=2589>>

Contreras, A. (2007). Región Andina. El caso de la Comunidad Andina: Integración y comunicación, en ALAI, América Latina en Movimiento.

Contreras, A. (2008). Presentación, en Revista de la Integración. Secretaría General de la Comunidad Andina. N°2 Julio. pp. 6-11.

Correo del Orinoco (2010, 26 de marzo). Rafael Correa: “Antes los convenios entre países se firmaban y quedaban en un archivo”. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.correodelorinoco.gob.ve/impacto/rafael-correa-antes-convenios-entre-paises-se-firmaban-y-quedaban-un-archivo/>>

Crawley, A. (2004). MERCOSUR: En busca de una nueva agenda. Informe del relator, Iniciativa Especial de Comercio e Integración. INTAL-ITD DT-IECI-06A. Referencia de 06 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=33036567>

CRIE (2006, 6 de noviembre). El mercado eléctrico centroamericano, aspectos económicos: Economía y Energía, en IV edición del curso ARIAE de regulación energética. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Guatemala. Disponible en WEB:

<http://www.ariae.org/download/cursos/IV_CursoRegulacionEnergeticaAriae/PDF_N27_Presentacion.pdf>

Davidson C. (2009). Energía Eólica en la Argentina, en Revista Petrotecnia, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Número de Agosto de 2009.

De Castro, N.; Ferreira, V. y Rosental, R. (2009). La Integración del Sector Eléctrico en Sudamérica: Características y Beneficios. Grupo de Estudios do Sector Eléctrico (GESEL) y Universidad Federal de la Integración Latinoamericana. Brasil.

De Dicco, R. (2009). Indicadores Energéticos de Argentina 2009 y Prospectiva 2020/2025. Departamento de Estadística, Prospectiva y Planificación. Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas – CLICET. Referencia de 01 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.cienciayenergia.com/Contenido/pdf/091201_rad_arg.pdf>

De La Reza, G. (2003). El regionalismo abierto en el hemisferio occidental, en *Análisis Económico*, primer semestre, año/vol. XVIII, número 037 Universidad Autónoma Metropolitana - Azcapotzalco Distrito Federal, México pp. 297-312.

De Lombaerde, P. (1996). Integración internacional: un marco conceptual y teórico Algunos comentarios acerca del artículo de Franco y Robles, en revista digital Colombia Internacional, N°33. Referencia de 31 de enero de 2012. Disponible en WEB: <http://colombiainternacional.uniandes.edu.co/view.php/226/index.php?id=226>

Diario Gramma (2012, 29 de marzo). Relanzan Venezuela y Colombia acuerdos de integración energética. Referencia de 20 de abril de 2012. Disponible en WEB: <http://www.gramma.cubaweb.cu/2012/03/29/interna/artic34.html>

Diario Hoy (2008, 13 de noviembre). Ecuador contará con suministro adicional de electricidad desde Colombia. Referencia de 04 de julio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.DiarioHoy/noticias-ecuador/ecuador-contara-con-suministro-adicional-de-electricidad-desde-colombia-318338.html>

Diario Hoy (2009, 13 de septiembre). Sedimentos y estiaje, los problemas de Paute. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.DiarioHoy/noticias-ecuador/sedimentos-y-estiaje-los-problemas-de-paute-367621.html>

Diario Hoy (2010, 02 de diciembre). Inversión petrolera permitirá crecimiento de 5,2% en 2012. Referencia de 05 de febrero de 2012. Disponible en WEB: <http://www.DiarioHoy/noticias-ecuador/inversion-petrolera-permitira-crecimiento-de-5-2-en-2012-445117.html>

Diario Hoy (2011, 07 de julio). Dos créditos chinos, para construcción de hidroeléctricas. Referencia de 1 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.DiarioHoy/noticias-ecuador/dos-creditos-chinos-para-construccion-de-hidroelectricas-486011.html>

Diario registrado (2011, 21 de febrero). Cristina y Lugo inaugurarán el viernes la represa de Yacyretá. Referencia de 22 de junio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.diarioregistrado.com/Politica-nota-47220-Cristina-y-Lugo-inauguraran-el-vie.html>

Díaz Araujo, E. y Díaz Araujo, Ma. (2003). Análisis de los Aspectos institucionales y jurídicos de la integración eléctrica. Informe Preliminar. Mendoza-Argentina.

Dickson M. y Fanelli M. (2009). ¿Qué es la energía geotérmica? (Alfredo Lahsen, trad.). Universidad de Santiago. Chile.

Dinwiddy, C. y Teal, F. (1992): *Economic Modelling*. School of Oriental and African Studies. Department of Economics. University of London.

Dobson, Wendy. (1991). *Economic Policy Coordination: Requiem or Prologue*. Washington, D.C. Institute for International Economics.

EBISA (en línea). *Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima-EBISA*. Referencia de 12 de julio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.ebisa.com.ar/ebisa/principalframeset-4.htm>>

Economía y Negocios (2011, 27 de mayo). *Nexans gana contrato en Brasil para suministro de línea de transmisión más larga del mundo*. Referencia de 02 de julio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=85102>>

Ecopetrol (en línea). *Gasoductos y campos de gas natural en Colombia*. Referencia de 20 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
< <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?conID=42585&catID=358> >

Ecuador. CONELEC (2009). *Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009-2020*”. Consejo Nacional de Electricidad. Referencia de 17 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920CAP5.pdf>>

Ecuador. CONELEC (en línea). Consejo Nacional de Electricidad. Disponible en WEB:
<<http://www.conelec.gob.ec/>>

EFE (2011, 07 de junio). *Humala podría visitar Chile antes de su toma de posesión*. Referencia de 19 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.miamidiario.com/internacional/chile/peru/sebastian-pinera/unasur/ollanta-humala/maria-enma-mejia/podria-visitar-chile/antes-de-toma-de-posesion/9199>>

El Día (2011, 6 de abril). *Crisis del gas confirman desplome de las reservas gasíferas*. Referencia de 12 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.eldia.com.bo/index.php?c=portafolio&articulo=Crisis-del-gas-confirman-desplome-de-las-reservas-gasiferas&cat=357&pla=3&id_articulo=59294>

El Diario (2011, 09 de abril). *Se confirma crisis energética con reservas de 9,94 TCF*. Referencia de 15 de agosto de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.eldiario.net/noticias/2011/2011_04/nt110409/3_01ecn.php>

El Espectador (2011, 14 de julio). *Colombia mantiene suministro de energía eléctrica a Venezuela*. Referencia de 20 de septiembre de 2012. Disponible en WEB:
<<http://www.elespectador.com/economia/articulo-284403-colombia-mantiene-suministro-de-energia-electrica-venezuela>>

El Mundo (2011, 11 de mayo). *YPF anuncia el mayor hallazgo petrolero de los últimos 20 años en Argentina (11-05-2011)*. Referencia de 03-08-2011. Disponible en WEB:
<<http://www.elmundo.es/america/2011/05/11/economia/1305118232.html>>

El Mundo (2011, 12 de julio). *Colombia prevé inversión de 100.000 millones de dólares en sector petrolero*. Referencia de 18 de julio de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.elmundo.com/portal/noticias/economia/colombia_preve_inversion_de_100_000_millones_de_dolares_en_sector_petrolero_php>

El Mundo (2011, 24 de mayo). Venezuela incrementa compras de gas a Colombia en el primer trimestre. Referencia de 20 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.entornointeligente.com/articulo/1118289/Venezuela-incrementa-compras-de-gas-a-Colombia-en-el-primer-trimestre>>

El Tiempo (2011, 15 de julio). La petrolera italiana ENI invertirá 7.000 millones de dólares en Venezuela hasta 2018. Referencia de 18 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://eltiempo.com.ve/mundo/industria/la-petrolera-italiana-eni-invertira-7000-millones-de-dolares-en-venezuela-hasta-2018/26792>>

El Universal (2010, 03 de diciembre). Pdvsa y China invertirán \$40 mil millones en la Faja. Referencia de 18 de julio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.eluniversal.com/2010/12/03/eco_art_pdvsa-y-china-invert_2125958.shtml>

El Universal (2011, 14 de abril). Déficit de gas y aporte precario de diesel afecta termoelectricidad. Referencia de 14 de julio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.soberania.org/Articulos/articulo_6289.htm>

El Universal (2011, 18 de enero). Refinería venezolana-ecuatoriana carece de financiamiento. Referencia de 20 de junio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.eluniversal.com/2011/01/18/petro_ava_refineria-venezolana_18A5005291.shtml>

El Universal (2011, 30 de marzo). Pdvsa invertirá \$4.000 millones en Conversión Profunda. Referencia de 18 de julio de 2011. Disponible en WEB: <[http://www.eluniversal.com/2011/03/30/pdvsa-invertira-\\$4000-millones-en-conversion-profunda.shtml](http://www.eluniversal.com/2011/03/30/pdvsa-invertira-$4000-millones-en-conversion-profunda.shtml)>

El Universal (2012, 19 de septiembre). Petrobras defiende participación de Venezuela en refinería Abreu e Lima. Referencia de 10 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.eluniversal.com/economia/120919/petrobras-defiende-participacion-de-venezuela-en-refineria-abreu-e-lim>>

El Universo (2011, 12 de marzo). Ecuador reanudó exportación petrolera suspendida por amenaza de maremoto. Referencia de 20 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.eluniverso.com/2011/03/12/1/1356/ecuador-reanudo-exportacion-petrolera-suspendida-amenaza-maremoto.html>>

Eldeber.com.bo (2011, 28 de abril). El bloque Aquio incrementa las reservas de gas natural un 30%. Referencia de 18 de agosto de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.eldeber.com.bo/2011/2011-04-28/vernotaeconomia.php?id=110427221452>>

Electricidad Interamericana (2008). La energía eólica prepara el despegue. En Revista N° 106. Editorial: Los caminos del gas. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.revistaei.cl/revistas/index_neo.php?id=328>

Electricidad Interamericana (2010). Geotermia podría dar un paso más en Chile. En Revista N° 127. Editorial: El tiempo puede ser el mejor amigo o el peor enemigo. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.revistaei.cl/revistas/index_neo.php?id=724>

Electricidad Interamericana (2011a). El panorama de las mini hidro. En Revista N° 136. Editorial: La importancia de discutir hoy sobre la matriz y política energética. Referencia de 19 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.revistaei.cl/>>

Electricidad Interamericana (2011b). ElecGas tuvo a la matriz energética y Aysén como principales ejes de discusión. En Revista N° 136. Editorial: La importancia de discutir hoy sobre la matriz y política energética. Referencia de 19 de junio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.revistaei.cl/revistas/index_neo.php?id=940>

Electricidad Interamericana (2011c). El principal proyecto de carbón de Chile. En Revista N° 135. Editorial: Las lecciones de Fukushima. Referencia de 19 de junio de 2011. Disponible en WEB: <http://www.revistaei.cl/revistas/index_neo.php?id=918>

Electro Sur Este (2009). Electro Sur Este ejecutó importantes obras en el área de concesión. En Revista Digital Iluminando. Edición N°07-2009. p.2. Referencia de 09 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.else.com.pe/Archivos/ILUMINANDO.pdf>>

Electrobras Electronuclear (en línea). Las Plantas de Energía. Referencia de 29 de agosto de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.eletronuclear.gov.br/espanhol/tecnologia/index.php?idSecao=2&idCategoria=21>>

ENAP (2004). Desarrollo de la energía geotérmica en Chile. Seminario Preparatorio para la Conferencia Gubernamental sobre Energías Renovables Bonn 2004. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.eclac.cl/dmaah/noticias/discursos/1/14821/Seminario.pdf>>

Endesa (2011, 29 de diciembre). La generación de energía eléctrica y su largo recorrido, en ENDESA Twenergy. Referencia de 15 de septiembre de 2012. Disponible en WEB: <<http://twenergy.com/energia-electrica/la-generacion-de-energia-electrica-y-su-largo-recorrido-211>>

Enel (2008, 28 de mayo). Proyectos geotérmicos en Chile, en VII Encuentro Energético ELEGAS. Referencia de 18 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <http://www.elecgas.cl/pdf/2008/modulo_7/Oscar_Valenzuela.pdf>

Energías Renovables (2011, 02 de mayo). ARGENTINA ¿Arranca la planta geotérmica del volcán Tuzgle?. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.energias-renovables.com/energias/renovables/index/pag/geotermica/botid/106/colright/geotermica/tip/articulo/title/Ir%20a%20Otras%20fuentes/pagid/15244/title/%C2%BFarranca%20la%20planta%20geot%C3%A9rmica%20del%20volc%C3%A1n%20Tuzgle?/>>

Energías Renovables (2011, 27 de febrero). BOLIVIA. Japón aportará 500 millones de

dólares para una planta geotérmica de 100 MW. Referencia de 12 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.energias-renovables.com/energias/renovables/index/botid/106/colright/geotermica/tip/articulo/titulo/Geot%C3%A9rmica/pagid/14286/titulo/Jap%C3%B3n%20aportar%C3%A1%20500%20millones%20de%20d%C3%B3lares%20para%20una%20planta%20geot%C3%A9rmica%20de%20100%20MW/len/ame>>

ERBOL (2012, 15 de abril). Bolivia y Ecuador firman acuerdo de integración energética. Educación Radiofónica de Bolivia. Referencia de 05 de abril de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.erbol.com.bo/noticia.php?identificador=2147483957432>>

España. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (2010). Banco público de indicadores ambientales. Energía. Intensidad de Energía Primaria. Referencia de 28 de diciembre de 2010. Disponible en WEB:

http://www.magrama.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/informacion-ambiental-indicadores-ambientales/ENRIntensidadEnergiaPrimaria_tcm7-164621.pdf

España, Ma.Elena. (2008). Las asimetrías y el proceso de integración suramericano, en Revista de la Integración. Secretaría General de la Comunidad Andina. N°2 Julio. pp. 86-91.

Expreso.pe (2011, 14 de junio). Falta inversión para masificar uso de gas natural en el país. Referencia de 24 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.expreso.pe/noticia/2011/06/14/falta-inversion-para-masificar-uso-de-gas-natural-en-el-pais>>

Farruggia, O. (2000). Reforma, revolución y adaptación a la economía mundial. Hitos en el pensamiento económico latinoamericano. CEPAL, dependencia y enfoques actuales. FLACSO, Argentina, p.275-292.

FM Bolivia (2011, 03 de marzo). GNL amenaza con destronar al gas boliviano en Brasil. Referencia de 13 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.fmbolivia.com.bo/noticia47947-gnl-amenaza-con-destronar-al-gas-boliviano-en-brasil.html>>

Foco Blanco (2011, 26 de febrero). Uruguay y Argentina acuerdan construir planta flotante de regasificación. Referencia de 12 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.focoblanco.com.uy/2011/02/uruguay-y-argentina-acuerdan-construir-planta-flotante-de-regasificacion/>>

Formosa.Gob.Ar (2011, 01 de julio). Estiman que en octubre a más tardar se inician las obras del GNEA. Referencia de 01 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.formosa.gob.ar/noticias-11998-5-obras.html>>

Franco C. (2011). Análisis legal del “Acuerdo entre el Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa del Brasil para el suministro de electricidad al Perú y la exportación de excedentes al Brasil”. Sociedad Peruana de Derecho Ambiental, Serie de Política y Derecho Ambiental, Edición N°123, febrero

2011. Lima-Perú. Referencia de 11 de julio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://es.scribd.com/doc/48972465/Serie-Politica-N%C2%B023-SPDA-Acuerdo-Energetico-Peru-Brasil>>

Franco, A. y Robles, F. (1998). Interdependencia en integración: un nuevo enfoque de economía política internacional. En Lombaerde, P. y Jaramillo, M. (1998). Integración Internacional. Bogotá. Universidad Sergio Arboleda.

García, J-L (1995). Cómo elaborar un proyecto de investigación. Universidad de Alicante. Servicio de Publicaciones. ed. (04/1995).

Gardini, Gian (2010). Proyectos de integración regional suramericana: hacia una teoría de convergencia regional, en Caballero, S. (ed.), Relaciones Internacionales. Integración regional, multilateralismo en América Latina y relaciones Sur – Sur. pp.11-31. Universidad Autónoma de Madrid.

Garma, F. (2009). Chile: Inauguran el parque eólico más grande del país, en *tuverde.com* (2009, 13 de octubre). Referencia de 05 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.tuverde.com/2009/10/chile-inauguran-el-parque-eolico-mas-grande-del-pais/#more-7472>>

Gestión (2011, 03 de agosto). MEM da luz verde a plan para parque eólico de US\$572 millones. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://gestion.pe/noticia/968004/mem-da-luz-verde-plan-parque-eolico-us572-millones>>

Global Wind Energy Council y Greenpeace International (2010). Global Wind Energy Outlook 2010. Referencia de 15 de diciembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEO%202010%20final.pdf>>

GNL Mejillones (en línea). La Empresa. Referencia de 19 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.gnlm.cl/sitio/html/empresa.htm>>

GNL Quintero (2012, 04 de octubre). GNL Quintero recibe su Barco N°100. Referencia de 19 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<<http://www.gnlquintero.com/portada.htm>>

González, M. (2008). Nuevas perspectivas de la integración energética en América del Sur: ¿cambios paradigmáticos?, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol. p.11-36.

Grandes Construcciones (2010, 06 de mayo). Comienza la explotación de la capa de Presal y Petrobras revisa las metas para el 2014. Referencia de 13 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.grandesconstrucoes.com.br/br/index.php?option=com_content&view=article&id=78:comienza-la-explotacion-de-la-capa-presal-y-petrobras-revisa-las-metas-para-el-2014-&catid=19:es>

Greenlee, S. (2012). Continuamos buscando nuevas oportunidades en petróleo y gas, en diario digital Portafolio (2012, 16 de octubre). Referencia de 22 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.portafolio.co/negocios/%E2%80%98continuamos-buscando-nuevas-oportunidades-petroleo-y-gas>>

Gudynas, E. (2006). Comunidad Suramericana de Naciones: Las cumbres y la búsqueda de un nuevo marco de integración regional. En Revista del Sur, núm. 168. Montevideo-Uruguay.

Guzmán, O. (2008). El factor energético en la integración de la Unión de Naciones Suramericanas, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol. p.68-117.

Hernández-Barbarito, L. (2007). Petroamérica y la integración energética de América Latina y el Caribe, en Cuadernillos Nueva Diplomacia, Instituto de Altos Estudios Diplomáticos Pedro Gual, Venezuela.

Hidalgo, E. (2011). Venezuela es el país que menos crece en generación eléctrica en la región. En Diario EL Mundo (2011, 16 de mayo). Referencia de 27 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<http://epaper.elmundo.com.ve/impresodigital/xml_epaper/ElMundo/16_05_2011/pla_1021_Nacional/xml_arts/art_3873261.xml>

Hidrocarburos Bolivia (2010, 11 de julio). Energía geotérmica. Referencia de 04 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/analisis-y-opinion/33337--energia-geotermica-editorial.html>>

Hidrocarburos Bolivia (2011, 07 de junio). Uruguay, Paraguay y Bolivia se reunirán en Montevideo. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.hidrocarburosbolivia.com/iberoamerica-mainmenu-98/uruguay-mainmenu-103/42987-uruguay-paraguay-y-bolivia-se-reuniran-en-montevideo.html>>

Hidrocarburos Bolivia (2011, 10 de abril). Este año YPFB invertirá 1.163 millones en incremento de producción y reservas de gas. Referencia de 19 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/inversion-industrializacion/41626-este-ano-ypfb-invertira-1163-millones-en-incremento-de-produccion-y-reservas-de-gas-.html>>

Hidrocarburos Bolivia (2011, 12 de julio). Al límite cumplimiento de presión y volúmenes de gas para Argentina. Referencia de 18 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/36-semanarios/43923--al-limite-cumplimiento-de-presion-y-volumenes-de-gas-para-argentina.html>>

Hidrocarburos Bolivia (2011, 15 de febrero). YPFB incrementó en 2010 la producción de gas natural en 17 por ciento. Referencia de 12 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/exploracion-explotacion/40322-ypfb-incremento-en-2010-la-produccion-de-gas-natural-en-17-por-ciento.html>>

Hidrocarburos Bolivia (2011, 18 de agosto). Plantean utilizar 103 MW de energía de biomasa para afrontar crisis eléctrica. Referencia de 11 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/semanarios-mainmenu-126/44977-plantean-utilizar-103-mw-de-energia-de-biomasa-para-afrontar-crisis-electrica.html>>

Hidrocarburos Bolivia (2011, 30 de mayo). Bolivia, ¿en la línea de reafirmar su rol de exportadora de materias primas? Referencia de 12 de junio de 2011. Disponible en WEB:

< <http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/semanarios-mainmenu-126/42817-bolivia-ien-la-linea-de-reafirmar-su-rol-de-exportadora-de-materias-primas.html>>

Hidroenergia.net (2011, 28 de julio). Gobierno invertirá 100MM USD para incrementar la oferta de energía eléctrica. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://hidroenergia.net/index.php?option=com_content&view=article&id=256:icrisis-en-el-subsector-electrico-boliviano&catid=1:ultimas&Itemid=50>

Hilbert, J. (2009). Manual para la producción de Biogás. Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de Argentina, Instituto de Ingeniería Rural. Referencia de 01 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.inta.gov.ar/info/bioenergia/Manual%20para%20la%20producci%C3%B3n%20de%20biog%C3%A1s%20del%20IIR.pdf>>

Hoffman, S. (1982). Reflections on the Nation-State in Western Europe Today. Journal of Common. Market Studies. pp.21-38.

Holzmann, G. (1995). "Dilemas actuales de la integración: un enfoque desde la ciencia política, en revista Política y Estrategia.

IIRSA (2000). Plan de Acción para la Integración de la Infraestructura Regional en América del Sur (2000). Reunión de Ministros de Transporte, Telecomunicaciones y Energía de América del Sur. Referencia de 30 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/Plan%20de%20Acci%C3%B3n%20Montevideo%20final.pdf>>

IIRSA (2004). Planificación Territorial Indicativa. Cartera de Proyectos IIRSA 2004. Referencia de 30 de Junio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoConocimiento/L/lb04_cartera_de_proyectos_iirsa_2004/lb04_cartera_de_proyectos_iirsa_2004.asp?CodIdioma=ESP>

IIRSA (2005). Planificación Territorial Indicativa. Cartera de Proyectos IIRSA 2004. Addendum: Avances de la Gestión 2005. Referencia de 04 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/lb05_addendum_libro_iirsa.pdf>

IIRSA (2007). Planificación Territorial Indicativa: Cartera de Proyectos IIRSA 2007. Referencia 02 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/doc_cartera_2007.pdf>

IIRSA (2010). Planificación Territorial Indicativa: Cartera de Proyectos IIRSA-2010. Referencia de 05 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoConocimiento/L/lb10_cartera_de_proyectos_iirsa_2010/lb10_cartera_de_proyectos_iirsa_2010.asp?CodIdioma=ESP>

IIRSA (2012, 10 de agosto). Grupo técnico ejecutivo - Eje del Amazonas. Notas de reunión. Referencia de 25 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/mer_montevideo12_notas_amazonas_final.pdf>

IIRSA (en línea-a). Principios orientadores. Referencia de 08 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoConocimiento/p/principios_orientadores/principios_orientadores.asp?CodIdioma=ESP>

IIRSA (en línea-b). Cartera de Proyectos. Referencia de 02 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.iirsa.org//Cartera.asp?CodIdioma=ESP>>

IIRSA (en línea-c). Escudo Guyanés. Referencia de 26 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.iirsa.org/ProyectosEje.asp?CodIdioma=ESP&Eje=6>>

IIRSA (en línea-d). Líneas de Acción. Referencia de 01 de diciembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoConocimiento/P/plan_de_accion/plan_de_accion.asp?CodIdioma=ESP&CodSeccion=117>

IIRSA (en línea-e). Áreas de acción. Referencia de 08 de julio de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoConocimiento/A/areas_de_accion/areas_de_accion.asp?CodIdioma=ESP&CodSeccion=117>

IIRSA (en línea-f). Procesos Sectoriales de Integración: Integración Energética. Referencia de 08 de julio de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.iirsa.org/secEnergia.asp?CodIdioma=ESP>>

IIRSA (en línea-g). Ficha de proyecto: Gasoducto Paysandú – Colonia. Referencia de 15 de enero de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=789&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-h). Ficha de Proyecto: Fortalecimiento de las interconexiones Cuatricentenario – Cuestecitas, y, El Corozo - San Mateo. Referencia de 10 de julio de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=106&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-i). Ficha de proyecto: Interconexión Eléctrica Yavaraté (Mitú) - Frontera con Brasil. Referencia de 16 de julio de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=1243&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-j). Ficha de proyecto: Gasoducto Aldea Brasileña (Argentina) - Uruguai - Porto Alegre. Referencia de 15 de junio de 2012. Disponible en WEB:
< http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=315&x=9&idioma=ES >

IIRSA (en línea-k). Ficha de proyecto: Represa Hidroeléctrica de Yacretá. Llenado a cota 83. Referencia de 08 de julio de 2011. Disponible en WEB:
< http://iirsa.us33.toservers.com/detalle_proyecto.aspx?h=314&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-l). Ficha de proyecto: Proyecto Uribante-Caparo (Venezuela), construcción de redes de transmisión y generación. Referencia de 15 de julio de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=113&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-m). Ficha de proyecto: Expansión de la actual línea de transmisión de Guri - Boa Vista. Referencia de 21 de julio de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=181&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-n). Ficha de proyecto: Complejo Hidroeléctrico Del Río Madeira (Hidroeléctrica Santo Antonio e Hidroeléctrica Jirau). Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=334&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-ñ). Ficha de proyecto: Hidroeléctrica Cachuela Esperanza (Río Madre De Dios - Bolivia). Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=330&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-o). Ficha de proyecto: Hidroeléctrica Binacional Bolivia – Brasil. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=335&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-p). Ficha de proyecto: Línea de Transmisión Puerto Maldonado - Frontera Brasil. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=939&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-q). Ficha de proyecto: Proyecto Geo-Térmico Laguna Colorada. Referencia de 16 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=929&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-r). Ficha de proyecto: Construcción de la central hidroeléctrica de Iguazú. Referencia de 25 de julio de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=585&x=9&idioma=ES >

IIRSA (en línea-s). Construcción de Planta Hidroeléctrica de Corpus Christi. Referencia de 26 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=312&x=9&idioma=ES >

IIRSA (en línea-t). Construcción de Planta Hidroeléctrica de Garabí. Referencia de 29 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=313&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-u). Construcción de la Planta Hidroeléctrica de Panambí. Referencia de 30 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=1327&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-v). Línea de transmisión de 500 Kv (Yacyretá - Ayolas - Carayao). Referencia de 20 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=317&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-w). Línea de transmisión 500 Kv (Itaipú - Asunción). Referencia de 20 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=860&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-x). Interconexión eléctrica entre Uruguay y Brasil. Referencia de 01 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=1278&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-y). Interconexión Eléctrica Salto Grande-Melo. Referencia de 08 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://iirsa.us33.toservers.com/detalle_proyecto.aspx?h=1295&x=9&idioma=ES>

IIRSA (en línea-z). Ficha del proyecto: Central Nuclear de Atucha 2. Referencia de 02 de noviembre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=983&x=9&idioma=ES>

Infoprocoop (2011, 07 de julio). Inauguración de gasoducto Argentina-Bolivia. Referencia de 07-07-2011. Disponible en WEB:

<http://www.infoprocoop.com.ar/index.php?option=com_content&view=article&id=470:inauguracion-de-gasoducto-argentina-bolivia&catid=44:noticias-medios&Itemid=73>

Informe Cifras (2011, 16 de junio). Cronología de la crisis eléctrica venezolana. Referencia de 29 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://informecifras.com/?p=117312>>

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas – IAPG (en línea). Disponible en WEB:

<<http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/>>

Iprofesional (2012, 30 de octubre). Atucha II producirá energía desde 2013 y negocian con China construir otra central nuclear. Referencia de 02 de noviembre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://negocios.iprofesional.com/notas/147723-Atucha-II-producir-energa-desde-2013-y-negocian-con-China-construir-otra-central-nuclear>>

Isbell, P. (2011). Energía nuclear en América Latina: antes y después del desastre japonés, en Infolatam (2011, 16 de marzo). Referencia de 02 de noviembre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.infolatam.com/2011/03/16/energia-nuclear-en-america-latina-antes-y-despues-del-desastre-japones/>>

Itaipú Binacional (2012, 29 de octubre). Reunión de la mesa energética. Nuevo llamado a licitación para Represa Yguazú. Referencia de 30 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.itaipubinacional.gov.py/node/2769>>

Jara, W. (2010). La energía eólica en Chile: Situación Actual y Futura. IX Encuentro Energético ElecGas 2010. Endesa Chile. Santiago de Chile 26 y 27 de mayo de 2010. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.elecgas.cl/pdf_2010/6/3_Wilfredo_Jara.pdf>

Khatib, H. (2000). Energy security, Chapter 4, en Goldemberg, J. (ed.). World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability, UNDP, United Nations Department of Economic and Social Affairs (UNDESA) y World Energy Council, (p.112-130).

Koc, J. (2010). Lineamientos de Política Energética Nacional y Desarrollo de Centrales Hidroeléctricas en la Amazonía, en el Taller de Expertos realizado por Viceministerio de Energía y Minas del Perú en Febrero de 2010. Referencia de 13 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <www.bicusa.org/en/Document.102020.aspx>

Kuntur (en línea). Gasoducto Andino del Sur. Referencia de 16 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.kuntur.com.pe/es/sobre-el-proyecto>>

La Diaria (2011, 25 de febrero). Energía Común. Referencia de 04 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://ladiaria.com/articulo/2011/2/energia-comun/>>

La Nación (2011, 21 de abril). Chile confirma que planea exportar energía eléctrica a la Argentina. Referencia de 25 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.lanacion.com.ar/1367314-chile-confirma-que-planea-exportar-energia-electrica-a-la-argentina>>

La Razón (2011, 21 de mayo). El Gobierno hará respetar el referéndum del 2004 y no venderá gas a Chile. Referencia de 19 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.la-razon.com/version.php?ArticleId=130732&EditionId=2535>>

La República (2011, 19 de abril). Perú ahora exporta gas natural licuado a Japón. Referencia de 15 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.larepublica.pe/19-04-2011/peru-ahora-exporta-gas-natural-licuado-japon>>

La Tercera (2011, 20 de abril). Chile planea exportar electricidad hacia Argentina desde el norte grande. Referencia de 12 de julio de 2011. Disponible en WEB: <<http://diario.latercera.com/2011/04/20/01/contenido/negocios/10-66401-9-chile-planea-exportar-electricidad-hacia-argentina-desde-el-norte-grande.shtml>>

Lander, L. (2007). Palanca de integración en América Latina y el Caribe, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol, pp 113-130.

Le Calvez, M. (2008). La integración energética en la región latinoamericana desde la perspectiva bolivariana: Estudio de sus fundamentos, procesos, y necesidades. Documento de trabajo N° 010. Observatorio Socioambiental, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales.

Lizano E. (1982). Disparidades nacionales e integración económica. Revista de Integración Latinoamericana. N° 69, 6/1982, pp.123-144.

López, A. (2012). López Obrador propone control estatal de recursos energéticos en beneficio de México, en diario digital Correo del Orinoco (2012, 10 de abril). Referencia de 05 de septiembre de 2012. Disponible en WEB:
<<http://www.correodelorinoco.gob.ve/politica/lopez-obrador-propone-control-estatal-recursos-energeticos-beneficio-mexico/>>

Los Tiempos (2011, 17 de junio). Humala se abre a exportar gas a Chile; Bolivia se va quedando. Referencia de 19 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.lostiempos.com/diario/actualidad/economia/20110617/humala-se-abre-a-exportar-gas-a-chile-bolivia-se-va_130191_263182.html>

Madrid Solar (2006). Guía de la energía solar. Referencia de 15 de febrero de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadernamel=Content-Disposition&blobheadervalue1=filename%3DGu%C3%ADa+de+la+Energ%C3%ADa+Solar.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1158586785285&ssbinary=true>>

Manco Zaconetti, J. (2003). Las Políticas Energéticas en la Comunidad Andina. CCLA – PLADES. Referencia de 17 de julio de 2010. Disponible en WEB:
<http://www.comunidadandina.org/Upload/2011102015351libro_energia.pdf>

Manco Zaconetti, J. (2010). La energía como palanca del desarrollo económico peruano. Colegio de Economistas de Lima. Perú.

Mansilla, Diego (2011). Integración Energética y Recursos Naturales en América Latina". La revista del CCC. Enero/Abril 2011, n° 11. Referencia de 01 de agosto de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.centrocultural.coop/revista/articulo/212/>. ISSN 1851-3263.

Mariscal, N. (2003). Teorías Políticas de La Integración Europea. TECNOS, 1ra Edición. Madrid.

McDonald, M. (2008). Securitization and the Construction of Security en European Journal of International Relations, Vol. 14(4).

Meerhoff, E. (2008). Análisis de los impactos causados por el fenómeno meteorológico el niño 1997-1998 a escala regional y por países. Disponible en WEB:
<<http://www.unesco.org.uy/phi/biblioteca/bitstream/123456789/468/1/el+ni%C3%B1o+1998-2.pdf>>

Mercado Energía (2009, 18 de septiembre). Para transporte de gas por Gasoducto Andino del Sur, Osinergmin plantea tarifa de US\$ 3.15 por millón de BTU (18-09-2011). Referencia del 18 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://mercadoenergia.com/mercado/2009/09/18/para-transporte-de-gas-por-gasoducto-andino-del-sur-osinergmin-plantea-tarifa-de-us-3-15-por-millon-de-btu.html>>

Mercado Energía (2011, 04 de marzo). Nueve proyectos de generación eléctrica con energías renovables se construyen en Perú. Referencia de 25 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://mercadoenergia.com/mercado/2011/03/04/nueve-proyectos-de-generacion-electrica-con-energias-renovables-se-construyen-en-peru.html>>

Mikesell, R. F. (1965). "The Theory of Common Markets as applied to Regional Arrangements Among Developing Countries, en Harvard and Hague (Ed.), International Trade Theory in a Developing World, New York, St. Martin's Press. pp. 205-229.

Mis finanzas en línea (2011, 26 de junio). Uruguay busca petróleo y, al mismo tiempo, sustituirlo por completo. Referencia de 27 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.misfinanzasenlinea.com/noticias/20110623/uruguay-busca-petroleo-y-al-mismo-tiempo-sustituirlo-por-completo>>

Montero, R. (2013). Variables no estacionarias y cointegración. Documentos de trabajo en Economía Aplicada. Universidad de Granada. España.

Moragues J. y Rapalini A (2003). Energía eólica. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Referencia de 15 de enero de 2011. Disponible en WEB:

http://www.iae.org.ar/renovables/ren_eolica.pdf

Moravcsik, A. (1991). "Negotiating the Single European Act: National Interests and Conventional Statecraft in the European Community", International Organization, pp. 19 -56.

Mukherjee Ch. and Wuyts M. Del L. (1999). Finding Out Fast: Investigative Skills for Policy and Development. En A. Thomas, J. Chataway y M. Wuyts (Eds.), Thinking with data (p.237-259). Londres. SAGE Publications Ltd. 352 pages.

Navarrete, J.E. (2008). "Transición y seguridad energética". Ciudad Universitaria UNAM. México.

Nea Rural (2011, 03 de julio). Mujica: "integrar un sistema conjunto de energía". Referencia de 12 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://eco.nearural.com/ampliar.php?id=15383>>

Nielsen, G. y Perotti, A. (1998). "Tratado de Asunción, Protocolo de Brasilia y Protocolo de Ouro Preto. Jerarquía normativa respecto del ordenamiento jurídico brasileño". Contribución presentada al Grupo de Trabajo sobre "Incorporación y vigencia de las normas del Mercosur en los ordenamientos jurídicos de los Estados partes", CARI. Argentina.

NIST (en línea). Factors for units listed by kind of quantity or field of science. The National Institute of Standards and Technology. Disponible en WEB:
<<http://physics.nist.gov/Pubs/SP811/appenB9.html>>

Noticias de Bolivia (2011, 15 de febrero). Promedio de consumo interno de gas natural en 2010 fue de 7,64 millones de metros cúbicos por día. Referencia de 12 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://boliviabb.com/2011/02/15/promedio-de-consumo-interno-de-gas-natural-en-2010-fue-de-764-millones-de-metros-cubicos-por-dia/>>

Novelo, F. (2001). Un recorrido por las teorías de integración regional. *Análisis Económico*, vol. XVII, núm. Segundo semestre, pp. 121-140.

Obando, E. (2008). La energía como tema de seguridad en América del Sur, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). *El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur*. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol, pp.117-140.

OFID (2010). Informe Anual: El OFID y los retos de la Pobreza Energética. Referencia de octubre de 2011. Disponible en WEB:
http://www.ofid.org/publications/PDF/SP_Energy_Poverty.pdf

Oil Production (2011, 16 de enero). Colombia: La llave petrolera seguirá abierta en el 2011. Referencia de 13 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=1683:colombia-la-llave-petrolera-seguira-abierta-en-el-2011&catid=53:notas-de-opinion&Itemid=110>

Oil Production (2011, 25 de abril). YPFB y petroleras triplican presupuesto para exploración. Referencia de 19 de julio de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=1950:ypfb-y-petroleras-triplican-presupuesto-para-exploracion&catid=52:noticias-del-sector&Itemid=109>

OLADE (2004). Metodología de conversión de unidades. Guía M-5. Referencia de 15 de diciembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.olade.org/Doc-sien/Metodologias/Gu%C3%ADa%20SIEN%20M-5%20Factores%20de%20conversi%C3%B3n%20de%20unidades.pdf>>

OLADE (2010). Guía Práctica de la Energía para Latinoamérica y el Caribe. Consumo eficiente y responsabilidad ambiental. Referencia de 28 de enero de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.olade.org.ec/publicacion/guia-practica-de-la-energia-para-america-latina-y-el-caribe>>

OPEP (2008). Boletín Anual Estadístico. Edición 2008. Organización de Países Exportadores Petróleo. Disponible en WEB:
<http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm>

OPEP (2009). Boletín Anual Estadístico. Edición 2009. Organización de Países Exportadores Petróleo. Disponible en WEB:

<http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm>

OPEP (2010). Boletín Anual Estadístico. Edición 2010/2011. Organización de Países Exportadores Petróleo. Disponible en WEB:

<http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm>

Opinión (2011, 11 de abril). YPFB entregará \$US 1.163 millones para producción. Referencia de 01 de septiembre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.opinion.com.bo/opinion/articulos/2011/0411/noticias.php?id=7457>>

Ortega, F. (2010). LA PROSPECTIVA: Herramienta indispensable de planeamiento en una era de cambios. Referencia de 05 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.oei.es/salactsi/PROSPECTIVA2.PDF>>

Otálvora, E. (2007). Integración, des-integración y gasoducto del sur. Cambios políticos y sed de gas en la Suramérica de principios de milenio, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol, pp. 163-189.

Oyarzún, Lorena (2008). Sobre la naturaleza de la integración regional: teorías y debates, en revista de Ciencia Política, Vol. 28, N° 2, pp. 95 -113.

Pachón, R. (2008). La CAN y sus relaciones con Europa y Suramérica, en Revista de la Integración. Secretaría General de la Comunidad Andina, N°2 Julio, pp. 37-44.

Página Siete (2011, 26 de marzo). Brasil afirma que el impacto de represas será controlado. Referencia de 02 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.paginasiete.bo/2011-03-27/Economia/NoticiaPrincipal/08eco-001-0327.aspx>>

Paraguay. SIEN (en línea). Disponible en WEB: <<http://ssme.gov.py:5050/SIEN/>>; la clave se la solicitaría en WEB: <<http://www.ssme.gov.py/vmme/nuevosien/index.html>>

Paraguay. Viceministerio de Minas y Energía (2011). Balance Energético Nacional 2010. Referencia de 28 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.ssme.gov.py/vmme/balance/balanceenergeticonacional2010.pdf>>

Patria Grande (2010, 12 de agosto). Venezuela y Surinam prevén construir gasoducto para desarrollar industria energética. Referencia de 26 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.patriagrande.com.ve/temas/internacionales/venezuela-surinam-construir-gasoducto-desarrollar-industria-energetica/>>

PDVSA (2009). Informe de gestión anual 2009 de petróleos de Venezuela, S.A.

PDVSA (2011). Informe de gestión anual 2010 de petróleos de Venezuela, S.A.

PDVSA (2012). Informe de gestión anual 2011 de petróleos de Venezuela, S.A.

PDVSA (2012, 18 de julio). Ruta para elaboración del Tratado Energético

Suramericano será analizada por UNASUR. Referencia de 07 de noviembre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=10257&newsid_temas=1>

PDVSA (en línea). Plan estratégico de refinación. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=530&newsid_temas=82>

Peña, F. (2010). “Integración regional y estabilidad sistémica en Suramérica”, en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 23-43.

Perú. Ministerio de Energía y Minas (2008). Portafolio de proyectos de generación y transmisión en el sistema eléctrico interconectado nacional – SEIN (septiembre de 2008). Dirección General de Electricidad. Referencia de 09 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/promocion%20electrica/Portafolio.pdf>>

Perú. Ministerio de Energía y Minas (2009). Anuario de Estadístico de Electricidad 2009. Dirección General de Electricidad. Referencia de 04 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.minem.gob.pe/archivos/estadistica-estadistica-Anuario_Estad_2009-z386plz5zh8.pdf>

Perú. Ministerio de Energía y Minas (2010a). Revista en Cifras. Dirección General de Electricidad. Referencia de 16 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=10&idPublicacion=14>>

Perú. Ministerio de Energía y Minas (2010b). Acuerdo entre el Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa del Brasil para el suministro de electricidad al Perú y la exportación de excedentes al Brasil. Referencia de 11 de julio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.mem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/acuerdo%20peru%20brasil%2016%20julio%202010.pdf>>

Perú. Ministerio de Energía y Minas (2012). Acuerdo entre Perú y Venezuela busca incrementar la seguridad energética del país. Referencia de 20 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=5&idTitular=4447>>

Petrocaribe (2005). Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe entre El Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de La República Surinam. Referencia de 24 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.alternativabolivariana.org/pdf/petrocaribe.pdf>>

Petrocaribe (2006). Acuerdo De Cooperación Energética Petrocaribe entre El Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de La República Cooperativa

de Guyana. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.alternativabolivariana.org/pdf/AcuerdoGuyana.PDF>>

Petroperú (2010). Estadística Petrolera 2010. Referencia de 23 de junio de 2010. Disponible en WEB:
<http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site/informacionRelevante/Estadisticas/Cont_Estadistica_Petrolera>

Pickard, M. (2005). TLCAN Plus: El futuro que las élites prevén para México, Canadá y Estados Unidos. Centro de Investigaciones Económicas y Políticas de Acción Comunitaria. CIEPAC. México.

PIEM (2005). I Cumbre sobre la Iniciativa Energética Mesoamericana. Cancún – México. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.sica.int/busqueda/Reuniones%20Grupo%20de%20Autoridades.aspx?IDItem=5300&IDCat=9&IdEnt=401&Idm=1&IdmStyle=1>>

PIEM (2006). II Cumbre sobre la Iniciativa Energética Mesoamericana. La Romana, República Dominicana. Referencia de 10 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.sica.int/busqueda/Reuniones%20Grupo%20de%20Autoridades.aspx?IDItem=9274&IDCat=9&IdEnt=401&Idm=1&IdmStyle=1>>

Plataforma Energética (2011, 06 de julio). Brasil desoye los temores bolivianos y avanza con represa de San Antonio. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <http://www.plataformaenergetica.org/content/2910>

Plataforma Energía (2011, 05 de mayo). Ex Vice de Evo: El gobierno se supedita a los proyectos de expansión de Brasil. Referencia de 13 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://plataformaenergetica.org/content/2808>>

PNUD (1996). Informe sobre Desarrollo Humano 1996. Madrid, Ediciones Mundi Prensa.

PrecioPetroleo.net (2010, 06 de enero). Ecuador – La surcoreana SK E&C construirá refinería. Referencia de 20 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.preciopetroleo.net/petroleo-ecuador.html>>

Prensa Argentina (2011, 23 de mayo). Rusia busca invertir en exploración de petróleo en Argentina. Referencia de 18 de julio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.prensa.argentina.ar/2011/05/23/19843-rusia-busca-invertir-en-exploracion-de-petroleo-en-argentina.php>>

Prensa Latina (2011, 18 de octubre). Guyana y China construirán moderna hidroeléctrica en 2013. Referencia de 28 de diciembre de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.prensa-latina.cu/index.php?option=com_content&task=view&idioma=1&id=624841&Itemid=1>

Publicar Online (2011, 10 de marzo). Yacyretá produce solo el 83% de su capacidad. Referencia de 22 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<http://publicaronline.net/2011/03/10/yacyreta-produce-solo-el-83-de-su-capacidad/>

PWC (2010). Estados financieros de 31 de diciembre de 2009 a 31 de diciembre de 2010 de PETROPERÚ. Referencia de 23 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.petroperu.com.pe/transparencia/archivos/EstadosFinancierosAuditados2010.pdf>>

Radio La Primerísima (2008, 24 de abril). Venezuela advierte: biocombustible elevará la crisis alimentaria. Referencia de 27 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.radiolaprimerisima.com/noticias/alba/28346>>

RAE (2011). Diccionario de la Real Academia Española (22ª ed.). Disponible en WEB: www.rae.es.

Ramos, Antonio. (2008a). Sobre los tipos de investigación más habituales en Economía Aplicada. Texto de cátedra “La Metodología de la Economía Aplicada”. Programa de doctorado en Economía Internacional y Desarrollo Económico-UCM, 21 de abril de 2008.

Ramos, Antonio. (2008b). Economía Aplicada y explicación histórico-estructural. Texto de cátedra “La Metodología de la Economía Aplicada”. Programa de doctorado en Economía Internacional y Desarrollo Económico-UCM, 07 de abril de 2008.

Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP-CEM (en línea). Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.rdp.ec/>>

Repsol (2011, 7 de noviembre). Repsol YPF realiza el mayor descubrimiento de petróleo de su historia. Referencia de 26 de noviembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.repsol.com/ES_ES/CORPORACION/PRENSA/NOTAS-DE-PRENSA/ULTIMAS-NOTAS/07112011-MAYOR-DESCUBRIMIENTO-ARGENTINA.ASPX>

Reuters (2011, 03 de abril). Colombia reanudó exportaciones de gas a Venezuela. Referencia de 20 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://economia.noticias24.com/noticia/57187/colombia-reanudo-exportaciones-de-gas-a-venezuela/>>

Reuters (2011, 29 de diciembre). Colombia prorroga acuerdo para exportar gas a Venezuela. Referencia de 15 de enero de 2012. Disponible en WEB: <<http://lta.reuters.com/article/idLTASIE7BT00A20111230>>

REVE (2009, 25 de agosto). La eólica en Uruguay - La UTE licitará la instalación de 150 MW eólicos, en revista digital “Revista Eólica y del Vehículo Digital”. Referencia de 05 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <http://www.evwind.es/noticias.php?id_not=941>

REVE (2012, 5 de marzo). Energía geotérmica en Chile: primer proyecto de geotermia, en revista digital “Revista Eólica y del Vehículo Digital”. Referencia de 15 de abril de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.evwind.com/2012/03/05/energia-geotermica-en-chile-primer-proyecto-de-geotermia/>>

Ríos, J. (2010). Los múltiples encuentros y desencuentros de la Integración energética suramericana. En revista electrónica Iberoamericana. Vol. 4, nº2. pp. 126-160. Referencia de 27 de octubre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.urjc.es/ceib/investigacion/publicaciones/REIB_04_02_Jeronimo.pdf>

Román (2006). Proyecto de maquinización Represa Iguazú, en IIRSA. Referencia de 20 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.iirsa.org/BancoMedios/Documentos%20PDF/foro_cartagena08_py_represa_iguazu.pdf>

RPP Noticias (2012, 25 de mayo). Perú está empezando a ser conocido como país gasista, no solo minero. Referencia de 18 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<http://www.rpp.com.pe/2012-05-25-peru-esta-empezando-a-ser-conocido-como-pais-gasifero-no-solo-minero-noticia_485740.html>

Salazar, V. (2008). La convergencia entre la CAN y el MERCOSUR, y la naciente UNASUR: ¿Luz al final del camino?, en Revista de la Integración. Secretaría General de la Comunidad Andina, Nº2 Julio, pp. 92-97.

Salazar-Santos, F. (1981). La asociación latinoamericana de integración. Revista Nueva Sociedad, Nº53, Marzo-Abril, pp. 29-37.

Sánchez Jabba, A. (2011). El gas de La Guajira y sus efectos económicos sobre el departamento, en Documentos de Trabajo sobre Economía Regional. No. 145. Centro de Estudios Económicos Regionales (CEER). Banco de la República. Cartagena de Indias.

Sánchez Ortiz, A. (2009). Evolución de los vínculos comerciales en América del Norte y el este asiático 1994-2004. Universidad de Guadalajara, Centro Universitario de los Lagos. 1ra Ed. México.

Sanguinetti, I. (2007). Historia del MERCOSUR desde una perspectiva comparada con la Unión Europea. Universidad Nacional de la Plata. Argentina.

Simonit, Silvia (2010). Integración regional, transformación productiva y competitividad internacional: el debate académico y las experiencias suramericanas, en Manuel Cienfuegos y José Antonio Sanahuja (Coords.), Una región en construcción. UNASUR y la integración en América del Sur, Barcelona, CIDOB, pp. 45-86.

Sinergy Holdings (en línea). The Amaila Falls Hydroelectric Project (AFHEP), última actualización el 03 de junio de 2012. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://sinergyholdings.net/energy/hydro/amailafalls/amailafalls.htm>>

Sobreques, J. (1969): Los métodos prospectivos aplicados a la educación. El mapa contextual. Revista de Educación. Madrid. Setiembre-Octubre. Año XVIII, Vol. LXXI, p. 47-53.

Sosa, A. (2008). El MERCOSUR político: orígenes, evolución y perspectivas. En AMESUR. Referencia de 05 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.amersur.org.ar/Integ/Sosa0803.pdf>

Spanish News China (2011, 26 de enero). Brasil inaugurará su primera térmica a carbón ecológica. Referencia de 14 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<http://spanish.news.cn/iberoamerica/2011-01/26/c_13707599.htm>

Stanislaw, J. (2008). El juego de la energía: el nacionalismo de los recursos, la lucha global por la energía y la necesidad de interdependencia mutua. Cuadernos de Energía, 23.

Suárez R. (2007). El proyecto hidroeléctrico Corpus Christi. Referencia de 12 de julio de 2011. En Fundación Ciudadanía y Justicia Ambiental. Disponible en WEB:
<<http://www.mbigua.org.ar/uploads/ElproyectoCorpusChristi.pdf>>

Telesur (2012, 14 de mayo). Venezuela y Ecuador suscriben cuatro acuerdos de cooperación bilateral. Referencia de 15 de octubre de 2012. Disponible en WEB:
<<http://www.telesurtv.net/articulos/2012/05/14/venezuela-y-ecuador-suscriben-4-acuerdos-de-cooperacion-bilateral>>

Terra (2011, 10 de junio). Gobierno asume control plataforma extracción gas y planta eléctrica. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.terra.com.ec/noticias/noticias/act2885877/gobierno-asume-control-plataforma-extraccion-gas-planta-electrica.html>>

The Encyclopedia of Earth (2007, 21 de agosto). Energy profile of Ecuador. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB:
<http://www.eoearth.org/article/Energy_profile_of_Ecuador>

Thomas, O. (2011). Central Hidroeléctrica Aña Cuá. Referencia de 01 de Septiembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.oscarthomas.com.ar/ampliar.php?id=114>>

Trejo, E. del C. (2006). Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN). Cámara de Diputados. Centro de Documentación, Información y Análisis. Servicio de Investigación y Análisis. Subdirección de Política Exterior. SPE-ISS-02-06. Referencia de 13 de noviembre de 2011. Disponible en WEB:
<<http://www.diputados.gob.mx/cedia/sia/spe/SPE-ISS-02-06.pdf>>

Universidad de la República Uruguay (2000). La Reforma del Estado. El neoliberalismo y la disolución controlada de los Estados-Nación. Uruguay.

Universidad de Sevilla. Escuela Superior Técnica de Ingeniería (2009). Fundamentos Físicos de la Ingeniería. Dpto. Física Aplicada III. Curso 2009-2010. Capítulo 01. Disponible en WEB:
<http://www.esi2.us.es/DFA/FISICATELECO/archivos/curso0405/apuntes/Cap01.pdf>.

Universidad ESAN (2007). Consultoría para determinar la complejidad y prospectiva del gas Natural. Estudio de escenarios. Referencia de 18 de agosto de 2011. Disponible en WEB: <www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFGN/InformeFinalOsinergmin.pdf>

Uruguay (2012, 14 de agosto). Gobierno presentará este jueves pliegos internacionales para planta regasificadora, en noticias de Presidencia de la República Oriental del Uruguay. Referencia de 18 de octubre de 2012. Disponible en WEB:

<<http://www.presidencia.gub.uy/wps/wcm/connect/presidencia/portalpresidencia/comunicacion/comunicacionnoticias/lanzamiento-pliegos-internacionales-regasificadora>>

Uruguay. Dirección Nacional de Energía (en línea). En Estadísticas. Referencia de 29 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.miem.gub.uy/portal/hgxpp001?5,6,249,O,S,0,SRC;511;0;49466;N;SRC;MNU;E;72;5;MNU;,>>

Uruguay. UTE (2010). UTE en cifras 2010. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Referencia de 04 de septiembre de 2011. Disponible en WEB:

<http://www.ute.com.uy/pags/Institucional/ute_en_cifras.html>

Uruguay. UTE (2011). En Evento Informativo sobre emprendimientos eólicos, realizado en la localidad de Cuchilla de Peralta el 13-04-2011. Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Disponible en WEB:

<<http://www.energiiaeolica.gub.uy/uploads/eventos/Eventos%20Informativos%20Emprendimientos%20E%C3%B3licos%202011/Presentacion%20Peralta%20UTE.pdf>>

US Department of Agriculture (en línea). Reportes varios. Disponible en WEB:

<<http://gain.fas.USDA.gov/Lists/Advanced%20Search/AllItems.aspx>>

US-EIA (en línea). U.S. Energy Information Administration. Estadísticas por países. Disponible en WEB: <<http://www.eia.doe.gov/countries/data.cfm>>

US-EIA (en línea-a). Analysis Argentina, en U.S. Energy Information Administration, fecha de actualización 24 de julio de 2012. Referencia de 24 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=AR>>

US-EIA (en línea-b). Analysis Brasil, en U.S. Energy Information Administration, fecha de actualización 24 de julio de 2012. Referencia de 24 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR>>

US-EIA (en línea-c). Table Notes, en U.S. Energy Information Administration. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/docs/IPMNotes.html#p1>>

US-EIA (en línea-d). Glossary, en U.S. Energy Information Administration. Referencia de 21 de junio de 2011. Disponible en WEB:

<<http://www.eia.gov/tools/glossary/>>

US-EIA (en línea-e). British Thermal Unit Conversion Factors, Appendix A, en Energy Information Administration, fecha de actualización septiembre de 2010. Referencia de marzo de 2010. Disponible en WEB:

<<http://205.254.135.7/totalenergy/data/monthly/pdf/sec13.pdf>>

Valente, M. (2010). Argentina aumenta su dependencia del carbón. Referencia de 11 de

junio de 2011. En Defensa Territorios.ORG (2010, 9 de mayo). Disponible en WEB: <http://defensaterritorios.org/index.php?option=com_content&view=article&id=1067:argentina-aumenta-su-dependencia-del-carbon&catid=375:petroleo-e-hidrocarburos&Itemid=449>

Van de Ven, J. (2010). Un elefante Blanco para Surinam, en Eco Amazonía. Referencia de 26 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.oecoamazonia.com/es/articulos/9-artigos/114-um-elefante-branco-para-o-suriname>>

Vanguardia (2011, 12 de julio). Colombia pronostica inversión de 100.000 millones de dólares en sector petrolero. Referencia de 05 de enero de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.vanguardia.com/historico/112575-colombia-pronostica-inversion-de-100000-millones-de-dolares-en-sector-petro>>

Venezuela, MPPEE (2010). Memoria y Cuenta de 2010 del Ministerio del Poder Popular de Energía Eléctrica. Referencia de 29 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://es.scribd.com/doc/49345205/MEMORIA-Y-CUENTA-2010-DEL-MPPEE>>

Venezuela, MPPEE (2011, 04 de abril). Rodríguez Araque asegura que Venezuela cuenta con capacidad disponible de 17.922 MW. Referencia de 29 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.mppee.gob.ve/inicio/noticias/energiaelectrica/rodriguez-araque-asegura-que-venezuela-cuenta-con-capacidad-disponible-de-17.922-mw>>

Venezuela, MPPEE (en línea). Referencia de 01 de septiembre de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.mppee.gob.ve/inicio/obras-y-proyectos>>

Venezuela. Fondo Conjunto Chino-Venezolano (2011). Referencia de 28 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.fccv.org.ve/proyectos.html>>

Vergara, C. (2010). Podría importarse gas desde Chile, en La Nación (2010, 10 de septiembre). Referencia de 11 de junio de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.lanacion.com.ar/1303119-podria-importarse-gas-desde-chile>>

Westphal, K. (2007). Flujos energéticos, cambios en la correlación de poder y relaciones internacionales: Una visión comparada de la macro-región europea y las Américas, en Schutt, K. y Carucci, F. (eds). Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina. Caracas, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-Fescol, pp.39-69.

World Nuclear Association (en línea-a). Tabla World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements (actualizada a 01-08-2011). Referencia de 29 de agosto de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>>

World Nuclear Association (en línea-b). Nuclear Power in Brazil. Referencia de 29 de agosto de 2011. Disponible en WEB: <<http://www.world-nuclear.org/info/inf95.html>>

YPFB Corporación (2009). Plan de Inversiones 2009-2015. Referencia de 22 de agosto de 2011. Disponible en WEB:

<<http://es.scribd.com/doc/50760755/171/Proyeccion-de-la-Demanda-de-Gas-Natural>>

Zambrano, J. (2001). Venezuela-Brasil: Hágase la luz, dicen Chávez y Cardoso, en Tierramérica (2001, 13 de agosto). Referencia de 15 de agosto de 2012. Disponible en WEB: <<http://www.tierramerica.net/2001/0819/noticias4.shtml>>

APÉNDICES.

ÍNDICE DE APÉNDICE

ÍNDICE DE APÉNDICE	II
ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
I. INTRODUCCIÓN DE APÉNDICE.....	1
II. METODOLOGÍA DE DESARROLLO.....	4
II.I Componentes de la matriz energética.....	5
II.II Acerca de los datos históricos.	7
II.III Sobre los métodos prospectivos aplicados en las proyecciones energéticas para consumo y producción.....	9
III. DETALLES DE LAS TABLAS PROSPECTIVAS PRINCIPALES.....	19
A. ENERGÍA: DEFINICIÓN, TIPOS Y FACTORES DE CONVERSIÓN EN GENERAL.....	31
A.1. Definición de energía.....	31
A.2. Energía de acuerdo a su sistema físico.....	31
A.3. Energía de acuerdo a sus fuentes.....	33
A.4. Tipos de energía de acuerdo a la industria energética.....	35
A.5. Unidades de medición de energía y factores de conversión.....	37
A.6. Factores de eficiencia térmica en instalaciones termoeléctricas.....	40
A.7. Capacidades caloríficas por tipo de combustible.....	41
A.8. Conversión de unidades máscas y volumétricas.....	42
A.9. Conclusiones del Apéndice A.....	43
B. CONSUMO DE ENERGÍAS PRIMARIAS A NIVEL MUNDIAL, COMPORTAMIENTO Y PROYECCIÓN.....	45
B.1. Demanda mundial de energía primaria.....	45
B.2. Energías primarias por tipo de combustible.....	54
B.2.1. Energías líquidas.....	54
B.2.2. Gas natural.....	57
B.2.3. Carbón mineral.....	58
B.2.4. Energía nuclear.....	59
B.2.5. Energías renovables.....	60
B.3. Intensidad energética: países y regiones del mundo.....	65
B.4. Matices importantes sobre el informe IEO-2010 de la US-EIA.....	69

B.4.1. Casos adicionales presentados.....	69
B.4.2. Tendencia creciente en el consumo mundial.....	75
B.5. Conclusiones del Apéndice B.....	78
C. CONSUMO, PRODUCCIÓN, CAPACIDADES Y PROYECCIONES ENERGÉTICAS SURAMERICANAS.....	81
C.1. Introducción del capítulo.....	81
C.2. Energías primarias totales suramericanas.....	82
C.2.1. Consumo energético presente.....	82
C.2.2. Proyecciones para el consumo de energías primarias.	84
C.3. Energías primarias líquidas.	87
C.3.1. Consumo de energías líquidas.	87
C.3.2. Producción de energías líquidas.	91
C.3.3. Exportaciones e importaciones de energías líquidas.	95
C.3.4. Capacidad de refinamiento.	101
C.3.5. Reservas probadas de petróleo.	103
C.3.6. Proyecciones futuras de producción y consumo de energías líquidas.....	105
C.4. Gas natural.....	110
C.4.1. Consumo de gas natural seco.	110
C.4.2. Producción de gas natural.....	112
C.4.3. Reservas de gas.....	114
C.4.4. Exportaciones e importaciones de gas.....	115
C.4.5. Proyecciones de producción y consumo de gas.	116
C.5. Carbón mineral.....	120
C.5.1. Consumo de carbón.	120
C.5.2. Producción de carbón.	121
C.5.3. Reservas recuperables de carbón.....	123
C.5.4. Exportaciones e importaciones de carbón mineral.	124
C.5.5. Proyecciones de producción y consumo de carbón mineral.....	125
C.6. Energía nuclear.....	128
C.6.1. Generación y consumo.	128
C.6.2. Proyecciones de producción y consumo de energía nuclear.	129
C.7. Energías renovables.....	130
C.7.1. Generación de energía hidroeléctrica.	130

C.7.2. Producción de energía eólica.....	134
C.7.3. Producción de energía geotérmica.....	137
C.7.4. Producción de energía solar.....	138
C.7.5. Producción de energía a través de fuentes mareomotriz, biomasa y residuos.....	139
C.7.6. Producción y consumo total de energías renovables.....	141
C.8. Energía eléctrica.....	147
C.8.1. Consumos totales de energía eléctrica.....	147
C.8.2. Generación de energía eléctrica y pérdidas en el sistema.....	150
C.8.3. Generación de energía eléctrica por tipo de fuente.....	157
C.8.4. Importaciones netas de energía eléctrica en la región.....	161
C.8.5. Capacidades instaladas para la generación eléctrica por tipo de energía.....	162
C.8.6. Intensidades energéticas.....	167
C.9. Emisiones de dióxido de carbono.....	169
C.10. Consumos energéticos: Casos adicionales a partir de un panorama de mayores y menores tasas de crecimiento por país.....	171
C.11. Conclusiones del Apéndice C.....	177
D. TABLAS Y FIGURAS COMPLEMENTARIAS DE APÉNDICE C.....	188

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura A.1.-	Ramas de la física y química.	32
Figura B.1.-	Variación de la demanda de energías por regiones entre 2007 y 2035.	45
Figura B.2.-	Distribución mundial del consumo energético por regiones: 2007 y 2035.	46
Figura B.3.-	Ponderación por tipo de combustible dentro del consumo total en los años 2007 y 2035.	55
Figura B.4.-	Energía por tipo de combustibles para los países OECD y NO-OECD: Años 2007 y 2035.	62
Figura B.5.-	Intensidad energética por regiones de OECD y NO-OECD.	68
Figura B.6.-	Comportamiento del consumo energético mundial: 1990-2035.	76
Figura B.7.-	Comportamiento del consumo energético para las regiones de la OECD: 1990-2035.	76
Figura B.8.-	Comportamiento del consumo energético de las regiones de NO-OECD Asia, y No-OECD Europa & Eurasia: 1990-2035.	77
Figura B.9.-	Tendencia lineal del consumo energético de las regiones de Medio Oriente, “Centro & Suramérica” y África.	77
Figura C.1.-	Consumo histórico de los países suramericanos: Tendencia lineal.	82
Figura C.2.-	Proyección del consumo energético del 2010 al 2035 de los países suramericanos.	86
Figura C.3.-	Consumo de energías primarias líquidas por tipo.	87
Figura C.4.-	Proporción en el consumo de energías primarias líquidas por país suramericano: 2010	89
Figura C.5.-	Participación por país en la producción total de refinados de petróleo en Suramérica.	95
Figura C.6.1.-	Exportaciones históricas en Suramérica de petróleo crudo: 1990-2010.	97
Figura C.6.2.-	Exportaciones históricas de países suramericanos de petróleo crudo.	98

Figura C.7.-	Exportaciones e importaciones por tipo de combustible refinado de petróleo: Suramérica 2010.....	101
Figura C.8.-	Capacidades de refinamiento en Suramérica.....	102
Figura C.9.-	Crecimiento en la producción de energías líquidas hacia el 2035.....	106
Figura C.10.-	Producción de energías líquidas totales en Suramérica: 1990-2035.....	107
Figura C.11.1.-	Producción y consumo de energías líquidas: Suramérica 1990-2035.....	109
Figura C.11.2.-	Producción de energías líquidas totales en Suramérica: 2035.....	109
Figura C.12.1-	Consumo de gas en cada país suramericano (BTU y TEP): 2010.....	110
Figura C.12.2-	Consumo de gas por país suramericano en términos volumétricos: 2010.....	111
Figura C.13.-	Producción de gas natural seco: Suramérica 2010.....	112
Figura C.14.-	Reservas totales suramericanas de gas natural a 2011.....	114
Figura C.15.1.-	Proyecciones al 2035 de producción y consumo de gas natural seco en la región suramericana.....	119
Figura C.15.2.-	Históricos y proyecciones al 2035 de producción y consumo de gas natural seco en la región suramericana.....	120
Figura C.16.-	Producción de carbón mineral al 2010 en países suramericanos.....	122
Figura C.17.-	Exportaciones e Importaciones de carbón mineral en los países suramericanos para el 2009.....	124
Figura C.18.-	Producción y consumo de carbón mineral en Suramérica: 2010 a 2035.....	127
Figura C.19.-	Producción y consumo de carbón mineral de Suramérica entre 1990 a 2035.....	127
Figura C.20.-	Proyecciones de generación eléctrica a partir de energía nuclear: Brasil – Argentina, 1990 a 2035 (Kwh).....	130
Figura C.21.1.-	Participación de países en la región suramericana en la producción de energías renovables: 2010-2035.....	142

Figura C.21.2.- Ponderación por tipo de fuente renovable en cada país suramericano: 2010-2035.	144
Figura C.21.2.- Datos históricos y proyecciones de producción de energías renovables en Suramérica: 1990 a 2035.	145
Figura C.22.- Consumo de energía eléctrica suramericana: 2010.	148
Figura C.23.- Consumo de energía eléctrica suramericana: 1990-2035.	150
Figura C.24.1.- Participación por tipo de fuente dentro de la generación de energía eléctrica: Suramérica 1990-2035.	160
Figura C.24.2.- Generación de energía eléctrica por tipo de fuente: Suramérica: 1990-2035.	161
Figura C.25.- Capacidad instalada para generación eléctrica por tipo de fuente: Suramérica 2010 y 2035.	163
Figura C.26.- Intensidad energética suramericana: 1990-2008.	169
Figura C.27.- Emisiones per Cápita de Dióxido de Carbono: 2010.	171
Figura D.1.- Proyecciones de consumo y producción de energías líquidas por países.	205
Figura D.2.- Proyecciones conjuntas de producción y consumo de gas natural seco por cada país en la región suramericana.	214
Figura D.3.- Proyecciones de consumo y producción de carbón mineral.	220
Figura D.4.- Intensidad energética por cada país suramericano: 1990-2010.	234

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla A.1.-	Factores de conversión por unidad de energía.....	39
Tabla A.2.-	Factores de equivalencias energéticas.	40
Tabla A.3.-	Eficiencias típicas de centrales termoeléctricas.....	41
Tabla A.4.-	Prefijos numéricos normalizados.....	42
Tabla A.5.-	Factores de conversión volumétrico.	42
Tabla A.6.-	Factores de conversión másico.	43
Tabla B.1.-	Consumo energético regional para 2007 y 2035.....	47
Tabla B.2.-	Porcentaje de energías renovables no-hidroeléctrica e hidroeléctrica sobre el total de consumo energético mundial: Años 2005, 2006, 2007 y 2035.....	48
Tabla B.3.-	Ranking de países por consumo de energía y consumo acumulado.....	49
Tabla B.4.-	Ranking de países por consumo de energía y por región al 2009.....	50
Tabla B.5.-	Consumo de energía per-cápita por países.....	52
Tabla B.6.-	Consumo de energía por tipo de combustible de 2007 y 2035.....	54
Tabla B.7.-	Países y regiones mayormente consumidores de petróleo.....	56
Tabla B.8.-	Países y regiones mayormente productores de petróleo.....	56
Tabla B.9.-	Países y regiones mayormente consumidores de gas natural.....	58
Tabla B.10.-	Países y regiones mayormente productores de gas natural.....	58
Tabla B.11.-	Países y regiones mayormente consumidores carbón.....	59
Tabla B.12.-	Países y regiones mayormente productores de carbón.....	59
Tabla B.13.-	Países y regiones mayormente consumidores de energía nuclear.....	60
Tabla B.14.-	Países y regiones mayormente consumidores de hidroelectricidad.....	61
Tabla B.15.-	Regiones de OECD: Consumo energético por tipo de energía.- Datos del 2007 y proyecciones del 2035.....	63
Tabla B.16.-	Regiones de No-OECD: Consumo energético por tipo de energía.- Datos del 2007 y proyecciones del 2035.....	64
Tabla B.17.-	Intensidad energética de los países mayormente consumidores.....	66

Tabla B.18.- Intensidad energética por regiones de OECD y NO-OECD.....	68
Tabla B.19.- Variaciones porcentuales en el consumo energético con respecto al caso de referencia para situación de altas y bajas tasas de crecimiento del GDP.	71
Tabla B.20.- Variaciones porcentuales en el consumo energético con respecto al caso de referencia para situación de altos y bajos precios de petróleo.	71
Tabla B.21.- Variaciones porcentuales en el consumo energético por tipo de fuente con respecto al caso de referencia para situación de altas y bajas tasas de crecimiento.....	72
Tabla B.22.- Variaciones porcentuales, hacia el año 2035, para el consumo energético por tipo fuente y con respecto al caso de referencia; en situaciones de altos y bajos precios de petróleo.....	75
Tabla C.1.- Consumo energético de los países suramericanos y de la región.	83
Tablas C.2.- Proyección en el consumo de energías primarias totales: 2010-2035.....	85
Tabla C.3.1.- Consumo de energías líquidas primarias: 2009 y 2010.	88
Tabla C.3.2.- Consumo histórico de refinados de petróleo en Suramérica.....	90
Tabla C.4.- Producción de energías primarias líquidas y peso porcentual de etanol y biodiesel dentro del total para los países suramericanos.	92
Tabla C.5.- Producción de petróleo crudo suramericano entre 1990-2010.	93
Tabla C.6.- Histórico de producción de refinados de petróleo en Suramérica.	94
Tabla C.7.- Exportaciones de petróleo crudo de los países suramericanos.	96
Tabla C.8.- Importaciones de petróleo crudo de los países suramericanos.	98
Tabla C.9.- Exportaciones e importaciones suramericanas de refinados de petróleo para los años 2009 y 2010.....	99
Tabla C.10.- Capacidades totales de refinamiento de Suramérica.....	102
Tabla C.11.- Capacidades totales de refinamiento por país suramericano.	104
Tabla C.12.- Proyecciones para la producción de energías líquidas al 2035.....	105
Tabla C.13.- Proyecciones para el consumo de energías líquidas al 2035.	108

Tabla C.14.- Producción de gas natural seco suramericano en términos volumétricos: 1990-2010.	113
Tabla C.15.- Exportaciones e Importaciones de Gas Natural de países suramericanos.	115
Tabla C.16.- Proyección en la producción de gas natural seco suramericano al 2035.....	117
Tabla C.17.- Proyección del consumo de gas natural seco suramericano al 2035.....	118
Tabla C.18.- Consumo de carbón mineral en los países suramericanos.	121
Tabla C.19.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos: 2010.....	122
Tabla C.20.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos: 2010.....	123
Tabla C.21.- Proyecciones en la producción de carbón mineral en los países suramericanos: toneladas métricas.....	125
Tabla C.22.- Proyecciones en el consumo de carbón mineral en los países suramericanos: toneladas métricas.....	126
Tabla C.23.- Generación y Consumo de energía nuclear suramericana.	128
Tabla C.24.- Proyecciones de generación y consumo de energía nuclear suramericana (Kwh).....	129
Tabla C.25.- Generación de energía hidroeléctrica en suramericana.	131
Tabla C.26.- Proyección para la generación de energía hidroeléctrica en la región suramericana.	132
Tabla C.27.- Generación de energía eólica en la región suramericana.	135
Tabla C.28.- Proyección en la generación de energía eólica en la región suramericana.	136
Tabla C.29.- Proyección para la generación de energía geotérmica en países suramericanos.	137
Tabla C.30.- Generación de energía a partir de biomasa y residuos en países suramericanos.	139
Tabla C.31.- Proyección en la generación de energía a partir de biomasa y residuos.	140

Tabla C.32.1.-Proyección en generación total de energías renovables en Suramérica.	143
Tabla C.32.2.-Potencial Hidroeléctrico en la región suramericana.	145
Tabla C.32.3.-Proyección en consumo total de energías renovables en Suramérica.	146
Tabla C.33.- Consumo total de energía eléctrica en Suramérica.	147
Tabla C.34.- Proyección en el consumo de energía eléctrica en Suramérica.	149
Tabla C.35.- Generación total de energía eléctrica en Suramérica.	151
Tabla C.36.- Pérdidas eléctricas suramericanas al 2010.	153
Tabla C.37.- Requerimientos mínimos de generación eléctrica bajo nivel de autosuficiencia y bajo escenarios de pérdidas eléctricas.	154
Tabla C.38.- Proyección en la generación de energía eléctrica en Suramérica.	156
Tabla C.39.- Proyección de generación eléctrica Suramericana.	159
Tabla C.40.- Importaciones netas de energía eléctrica en los países suramericanos.	162
Tabla C.41.- Proyección de capacidades instaladas para generación eléctrica.	165
Tabla C.42.- Intensidad energética de los países suramericanos.	168
Tabla C.43.- Emisiones totales de dióxido de carbono en los países suramericanos.	170
Tabla C.44.- Emisiones de dióxido de carbono per cápita en los países suramericanos.	170
Tabla C.45.- Proyección en el consumo total de energía bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.	172
Tabla C.46.- Proyección en el consumo de energías líquidas bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.	173
Tabla C.47.- Proyección en el consumo de gas natural seco bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.	174
Tabla C.48.- Proyección en el consumo de carbón mineral bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.	175
Tabla C.49.- Proyección en el consumo de energías renovables bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.	176

Tabla D.1.-	Consumo energético en países suramericanos: 2010-2035	190
Tabla D.2.-	Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo: Miles de barriles diarios.....	191
Tabla D.3.-	Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo: Miles de metros cúbicos diarios.....	192
Tabla D.4.1.-	Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo: Cuatrillones de BTU.	193
Tabla D.4.2.-	Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo: Millones de TEP.	194
Tabla D.5.-	Consumo de refinados de petróleo en los países Suramericanos: Año 2010.....	195
Tabla D.6.-	Producción de refinados de petróleo en países Suramericanos: Año 2010.....	196
Tabla D.7.-	Exportaciones totales de combustibles refinados de petróleo.....	197
Tabla D.8.-	Importaciones totales de refinados de petróleo de los países suramericanos.	198
Tabla D.9.-	Exportaciones por tipo de combustible refinado de petróleo: Suramérica 2010.	199
Tabla D.10.-	Importaciones por tipo de combustible refinado de petróleo: Suramérica 2010.	200
Tabla D.11.-	Capacidades de refinamiento por país en Suramérica.	201
Tabla D.12.-	Proyección al 2035 en la producción de energías líquidas totales.	202
Tabla D.13.-	Proyección en el consumo de energías primarias líquidas al 2035 de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.	203
Tabla D.14.-	Proyección de producción y consumo de energías líquidas primarias por cada país suramericano.....	204
Tabla D.15.-	Consumo de gas natural seco suramericano y total mundial: Promedios históricos 1990-2010 en términos energéticos.....	207
Tabla D.16.-	Consumo de gas natural seco suramericano en términos volumétricos: 1990-2010	208

Tabla D.17.- Producción de gas natural seco suramericano: Promedios históricos 1990-2010 en términos energéticos.....	209
Tabla D.18.- Reservas de gas natural suramericano: 1990-2011	210
Tabla D.19.- Proyección en el consumo al 2035 de gas natural seco de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.	211
Tabla D.20.- Proyección conjunta de producción y consumo al 2035 de gas natural seco de los países suramericanos: Volúmenes.....	212
Tabla D.21.- Consumo de carbón mineral en los países suramericanos en BTU y TEP.	215
Tabla D.22.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos en toneladas métricas.....	216
Tabla D.23.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos en BTU y TEP.	216
Tabla D.24.- Exportaciones e Importaciones de carbón mineral en los países suramericanos toneladas métricas.....	217
Tabla D.25.- Proyección en la producción al 2035 de carbón mineral de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.	218
Tabla D.26.- Proyección en el consumo al 2035 de carbón mineral de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.	219
Tabla D.27.- Producción y consumo de energía nuclear suramericana: BTU y TEP.	221
Tabla D.28.- Proyecciones de producción y consumo de energía nuclear suramericana en BTU y TEP: 2010-2035.....	221
Tabla D.29.- Producción de energía hidroeléctrica suramericana.	222
Tabla D.30.- Proyecciones en la producción de energía hidroeléctrica suramericana: BTU y TEP.....	223
Tabla D.31.- Producción de energía eólica suramericana: BTU y TEP.....	224
Tabla D.32.- Proyección en generación de energía eólica suramericana: BTU y TEP.	225
Tabla D.33.- Producción de energía a partir de biomasa y residuos: BTU y TEP.	226
Tabla D.34.- Proyección en la generación de energía por biomasa y residuos en Suramérica: BTU y TEP.	227

Tabla D.35.- Proyección energética en consumo eléctrico suramericano: BTU y TEP.	228
Tabla D.36.- Energía requerida para generación eléctrica: BTU y TEP.....	229
Tabla D.37.- Proyección para la generación de energía eléctrica suramericana: BTU y TEP.....	230
Tabla D.38.- Proyección para la generación eléctrica a través de fuente térmica convencional (líquidos combustibles, gas y carbón).	231
Tabla D.39.- Proyección de capacidad instalada para generación eléctrica Suramericana: Composición porcentual por tipo de fuente.	233

I. INTRODUCCIÓN DE APÉNDICE.

Para el desarrollo de esta Tesis doctoral en integración energética suramericana se ha requerido complementariamente de información técnica previa. Principalmente, para desarrollar el análisis acerca de las complementariedades regionales, de las potencialidades con que cuenta esta región y acerca de la estructura de su matriz energética presente y futura. De hecho, este último punto se torna relevante, pues el análisis de un proceso de integración energético necesariamente requiere de una evaluación prospectiva. Por tanto, en este Apéndice se recoge y se desarrolla esta información técnica energética, además, se muestran tanto sus resultados como la metodología con que fueron obtenidos. No obstante, ésta información se encuentra distribuida en cuatro secciones, cada una nombrada con un literal diferente, desde la A hasta la D.

En el Apéndice A se presenta el concepto de energía desde un punto de vista etimológico, además, se la define desde la perspectiva de sus ramas físicas y químicas. Así también, se clasifica a la energía según sus fuentes, sea que provenga desde fuentes renovables como de no-renovables. Por otro lado, se clasifica a la energía según cómo se encuentra en la naturaleza y de acuerdo a su disponibilidad, es decir, tanto en fuentes primarias, secundarias y finales. Otro aspecto fundamental de esta sección es la especificación de las diversas unidades de medición usadas dentro de todo el estudio, además, se plantean los factores de conversión convencionales usados y otros factores no-convencionales, como capacidades energéticas albergadas dentro de unidades másicas de combustible. Pues se conoce a partir de esto último que, según el sistema referencial usado, podrían llegar a ser distintos según el criterio establecido y de acuerdo al tipo de estudio desarrollado¹.

El Apéndice B, muestra brevemente el panorama mundial de la demanda de energías primarias, tanto a nivel agregado como por cada una de las ocho regiones establecidas; esta información se la muestra para los años específicos de 2007 y 2035. Aunque cabe señalar que la información de este Apéndice parte del Informe IEO-2010 presentado por la US-EIA (2010), y sobre los informes dados por la BP Statistical

¹ La importancia de establecer los factores de conversión no-convencionales radica principalmente en la variedad que existen según el tipo de sistema de unidad usado. Por otro lado, cada país y región en el mundo tienen sus propias tablas de factores de conversión no-convencionales, los que permiten convertir de unidades másicas a energéticas, según el tipo de combustible.

Review of World Energy. El análisis aquí establecido nos ayudará a dar relevancia, dentro del panorama global, a las potencialidades con que cuenta la región suramericana. Además, se presenta un análisis mundial sobre el consumo de energías primarias, pero desagregadas por tipo de fuente, sean éstas: energías líquidas, carbón mineral, gas natural, energía nuclear, energías renovables y energía eléctrica.

Dentro de este mismo Apéndice, a su vez, se realizan ciertas matizaciones sobre el informe IEO-2010, específicamente, provenientes de sus dos casos alternativos al caso referencial y que abarca sólo el consumo energético. Por tanto, en el primer caso alternativo, el cual contempla una situación de altas tasas de crecimiento mundial, se observa que el consumo energético se incrementará en +9,63% -con respecto al caso referencial-. Mientras tanto, bajo este mismo escenario, la región de “Centro y Suramérica” tendrá un incremento de +10,94%. Para el segundo caso alternativo, el cual contempla una situación de bajas tasas de crecimiento mundial, se observa consecuentemente que el consumo energético mundial tendrá de igual manera un crecimiento, pero con una diferencia de -8,58% con respecto al caso referencial. A su vez, la región de “Centro y Suramérica” tendrá un crecimiento de consumo su energético, pero con una diferencia de -9,85% con respecto al caso referencial regional. No obstante, se recaba que Suramérica comprende alrededor del 85% de esta región conjunta.

Se resalta también que este análisis descrito en el párrafo anterior se lo realiza también de manera desagregada por tipo de fuentes. Fundamentalmente, este análisis nos permite presentar, más adelante, en el Apéndice C, los dos escenarios adicionales para el caso específico suramericano.

En el Apéndice C, se encuentra básicamente el estudio prospectivo energético para la región suramericana, el cual se elabora a partir del análisis individual del perfil energético de cada uno de los países miembros que componen UNASUR. Esta sección se convierte en parte neurálgica para el desarrollo de esta Tesis, pues permite el desarrollo del capítulo 3. Y es dicho capítulo que se elabora a partir de la información técnica aquí presentada, y del cual se desarrolla el análisis acerca del perfil energético regional, donde se presentan conjuntamente los requerimientos de inversión en

infraestructura energética hacia el año 2035, y la reducción de estas exigencias a partir de una integración energética más veraz.

Es así que, este Apéndice C se lo estableció más desde un punto de vista técnico. Aunque su lectura podría resultar demasiado prolija para un lector no especializado, dado los varios términos y unidades que aparecen. En todo caso, cada punto desarrollado ha sido necesario e imprescindible para no dejar nada suelto. En cuanto a la información con que se contó para su desarrollo se reitera que fue cuantiosa, de hecho, se manejaron más de 21.000 datos. A su vez, se realizaron más de 18.000 operaciones matemáticas complementarias, se establecieron alrededor de 9.000 conversiones para homogenizar cifras, y se aplicaron más de 1.600 criterios técnicos distribuidos entre la actualización de datos y la realización de las múltiples proyecciones. Sobre el volumen de datos, estos comprendieron los procedentes para el período entre 1990 y 2010, y los años proyectados hacia el año 2035, además, estos datos procedieron de los 75 campos energéticos analizados, en sus diversas unidades y por cada uno de los 12 países que conforman UNASUR. No obstante, aún hacen falta clarificar otros aspectos, y así darle un mayor sustento a este estudio, los cuales se postergarán para la siguiente sección.

En cuanto al Apéndice D, este contiene tablas y figuras derivadas del Apéndice C, los que a su vez albergan los diferentes datos expresados en unidades complementarias homogéneas. Estos datos homogenizados (bajo una misma unidad energética) sirven básicamente para obtener los agregados energéticos, es decir, para que puedan ser sumados al final. Aunque en casos puntuales, este Apéndice ha servido también para albergar datos expuestos en unidades complementarias, y así poder crear ciertas matizaciones con respaldos numéricos. De hecho, en su primera tabla (D.1) aparecen las matrices energéticas de cada país miembro para los años de 1990, 2000, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035, pero desagregadas en sus diferentes fuentes energéticas y expresadas en términos porcentuales con respecto a sus totales individuales.

De manera más puntual, en este Apéndice D se muestran datos que reflejan, básicamente: consumo de energías líquidas en sus diversas unidades volumétricas; consumo de refinados de petróleo, para establecer la estructura de refinamiento

requeridas según los volúmenes de energías líquidas consumidas o producidas; y, el establecimiento de tablas y gráficos en el que aparecen conjuntamente los niveles de producción y consumo, según su fuente energética, y para un período histórico como para sus proyecciones. Por otro lado, este Apéndice también presenta la información correspondiente a producción energética de las “fuentes renovables”, principalmente, las que se dedican a generación eléctrica, pero mostradas en unidades energéticas térmicas (datos homogenizados), entre otras tablas.

Finalmente, queda expresar una vez más la relevancia de este estudio energético, el mismo que se encuentra en la línea marcada por la Declaración de Margarita, y que establece su importancia para contar “con estudios que sistematicen, evalúen y planteen un balance de la situación, proyectando la matriz energética regional, para así colaborar en la identificación de opciones en materia de integración energética y en el fomento para la ejecución de proyectos” (UNASUR, 2007).

II. METODOLOGÍA DE DESARROLLO.

Como se expresó en la sección anterior, este Apéndice abarca cuatro secciones, de las cuales las secciones A y B no requieren mostrar una metodología analítica. Debido principalmente a que se desarrollan sobre referencias bibliográficas, y que se encuentran perfectamente explicadas y detalladas en sus respectivas tablas. Sin embargo, los Apéndices C y D, en conjunto, puesto que presentan un estudio energético detallado, requieren necesariamente un respaldo metodológico acerca de su elaboración. No obstante, dicha metodología será expuesta en términos generales dentro de esta sección; y, mientras tanto, en la siguiente sección (sección III) se mostrarán detalles sobre la elaboración de sus tablas principales.

Por tanto, el objeto del Apéndice C y D, será mostrar la matriz energética regional para un conjunto de años históricos y, bajo prospectiva, presentar la matriz energética hacia los años 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035. Esta información regional será construida a partir del análisis individual de cada uno de los países miembros que componen UNASUR, como signatarios del mismo acuerdo de integración energética suramericana. Por tanto, estos países se corresponde con: Argentina (AR), Bolivia (BO), Brasil (BR), Chile (CH), Colombia (CO), Ecuador (EC), Guyana (GY), Paraguay (PY),

Perú (PE), Surinam (SR), Uruguay (UR) y Venezuela (VZ). Es importante mencionar que cada matriz energética se encuentra compuesta por la suma de los consumos energéticos (energías primarias²) de sus diferentes fuentes.

II.I Componentes de la matriz energética.

La matriz energética (ME) de este estudio la conforman cinco fuentes principales, éstas son: energías líquidas (EL), gas natural (GN), carbón mineral (CM), energía nuclear (EN) y energías renovables (ER). En lo que se refiere a energías renovables, a su vez se encuentran compuestas por: energía hidroeléctrica (HE), energía eólica (EO), energía geotérmica o geotermia (GT), energía solar (SO), por biomasa y residuos (BR), y mareomotriz (MZ). Paralelamente, se señala que, dentro de las estadísticas existentes, los datos energéticos se encuentran normalmente desagregados, aunque existen ocasiones donde las energías renovables se encuentran como conjunto. Por tanto, se presentan las dos ecuaciones alternativas:

$$ME = EL + GN + CM + EN + ER \quad (\text{Ec.1})$$

$$ME = EL + GN + CM + EN + (HE + EO + GT + SO + BR + MZ) \quad (\text{Ec.2})$$

Ya en este punto, es importante decir que dentro del estudio no se toma en cuenta a la fuente solar (EO), ya que su participación dentro de la matriz es prácticamente nula, mientras tanto, a futuro no se avizora un gran desarrollo por sus altos costos de instalación frente a otras fuentes (para mayores detalles revisar sección C.6.4). Por otro lado, a la energía mareomotriz (MZ) tampoco se la considera dentro de la matriz total, ya que para este caso específico su participación es realmente nula y sin muchas opciones de desarrollo dado su limitada tecnología desarrollada, además, porque existen pocos puntos en el mundo para ser plenamente aprovechada.

En todo caso, nuestra matriz quedará definida por las siguientes variables:

$$ME = EL + GN + CM + EN + (HE + EO + GT + BR) \quad (\text{Ec.3})$$

² Las energías primarias son aquellas que se encuentra disponible en la naturaleza antes de ser convertidas o transformadas. Consiste, por tanto, en la energía contenida dentro de los combustibles hallados en la naturaleza de manera directa. Para mayores detalles consultar la sección A.4.

A partir de la expresión anterior (Ec.3) se desprende que la matriz energética regional (MER) de consumo (fuentes primarias) quedará definida por la siguiente expresión, en el cual se contemplan las aportaciones de cada país:

$$\overrightarrow{MER}_{8,t} = \begin{bmatrix} EL \\ GN \\ CM \\ EN \\ HE \\ EO \\ GT \\ BR \end{bmatrix}_{t,AR_1} + \begin{bmatrix} EL \\ GN \\ CM \\ EN \\ HE \\ EO \\ GT \\ BR \end{bmatrix}_{t,BO_2} + \begin{bmatrix} EL \\ GN \\ CM \\ EN \\ HE \\ EO \\ GT \\ BR \end{bmatrix}_{t,BR_3} + \dots + \begin{bmatrix} EL \\ GN \\ CM \\ EN \\ HE \\ EO \\ GT \\ BR \end{bmatrix}_{t,UR_{11}} + \begin{bmatrix} EL \\ GN \\ CM \\ EN \\ HE \\ EO \\ GT \\ BR \end{bmatrix}_{t,VZ_{12}} \quad (Ec.4)$$

A partir de la expresión anterior (Ec.4), sabemos que su vector resultante lo componen ocho dimensiones (variables). A pesar de esto, la suma directa de las mismas nos dará un escalar, el cual indicará el consumo energético total suramericano. No obstante, bajo un tratamiento matricial podemos decir que este vector resultante deberá ser multiplicado por un vector identidad fila ($1'_{8,unidades}$), y así obtener finalmente el escalar mencionado.

$$MER(valor\ escalar) = 1'_8 \times \overrightarrow{MER}_8 \quad (Ec.5)$$

Complementariamente, se señala que dentro de las estadísticas energéticas, las energías líquidas se encuentran compuestas por dos grupos específicos. Aunque dichos grupos pueden ser obtenidos directamente a manera de agregados desde las estadísticas especializadas. Con todo, estos grupos son, el primero, líquidos petroléos, en los que se hallan: los combustibles producidos en las refinerías junto con sus pérdidas, el petróleo propiamente consumido como combustible; gases licuados de petróleo vendidos como líquidos y previamente pasados por las plantas de procesamiento respectivo (de gas a líquido), asfaltos, coque, gasolina de aviación, lubricantes, nafta, cera de parafina, materia prima petroquímica, aceites sin terminar, y componentes de mezclas y ganancias dentro del proceso de refinado. Y como segundo grupo se encuentran los biocombustibles los cuales a su vez comprenden al etanol y biodiesel.

II.II Acerca de los datos históricos.

Puesto que la última actualización de datos hecha en este estudio se la realizó entre julio y octubre del año 2011, por consiguiente, se crearon tablas y gráficos cuyos datos históricos llegaron al año 2010. Aunque dentro de las estadísticas globales en las que se investigó (US-EIA y BP Statistical) sus datos llegaban a los años 2007, 2008, 2009 y, ocasionalmente, al 2010 (dependiendo de la variable). Por tanto, para dichas actualizaciones se acudieron a múltiples y diversas estadísticas gubernamentales, por cada una de las variables que describen y conforman a la matriz energética. Además, se realizaron cálculos y estimaciones complementarias para obtener estos datos adicionales, como por ejemplo:

❖ Para la actualización mundial del consumo energético de la fuente US-EIA, como base estadística principal manejada en este trabajo, pues se partió del incremento anual de las series estadísticas presentadas por la BP-Statistical, para luego ser aplicadas a la base de la US-EIA.

Fuente Estadística	Descripción	...	2006	2007	2008	2009	2010
BP Statistical	Unidades: Millones de TEP	...					
	Consumo de Mundo	...	11.048,4	11.347,6	11.492,8	11.391,3	11.977,8
	Tasa de crecimiento	...	2,73%	2,71%	1,28%	-0,88%	5,15%
US-EIA	Unidades: Cuatrillones de BTU (1.000.000.000.000)	...					
	Consumo de Mundo	...	24,30	24,61	--	--	--

❖ Sobre la estimación de la cantidad de energía eléctrica exportada e importada para el año 2009 y 2010, se aplicó la siguiente ecuación:

$$\text{Exportaciones (+)} = (\text{Producción}) - (\text{Consumo}) - (\text{Pérdidas por distribución}) \quad \text{Ec.6}$$

❖ En cuanto a la estimación de la potencia instalada nominal (Potencia t), en los años 2009 y 2010, fue establecida bajo la misma metodología expuesta dentro de la sección C.7.5 para las proyecciones futuras. En todo caso, se realizó el cálculo por cada fuente a través del siguiente planteamiento.

$$\text{Potencia}_t = \frac{\text{Energía}_t}{\eta_{\text{histórico x fuente}} \times 8.760,0 \text{ horas}} \quad \text{Ec.7}$$

Donde:

Energía t : Es la cantidad de energía eléctrica producida en el año t .
 η histórico x fuente: Es el factor de planta promedio de los dos penúltimos años y se correspondería con los años $t-1$ y $t-2$. En todo caso, estos factores para los años $t-1$ y $t-2$ se los calculó bajo las expresiones respectivas siguientes:

$$\eta_{t-1} = \frac{\text{Energía } (t-1)}{\text{Energía Máxima } (t-1)} \quad \text{y} \quad \eta_{t-2} = \frac{\text{Energía } (t-2)}{\text{Energía Máxima } (t-2)} \quad \text{Ec.8}$$

Donde:

Energía $t-1$: Es la cantidad de energía eléctrica producida en el año $t-1$.
 Energía $t-2$: Es la cantidad de energía eléctrica producida en el año $t-2$.
 Energía máxima $t-1$: Es la cantidad de energía que hubieran podido generar las instalaciones eléctricas, de la fuente en estudio, si lo hubieran hecho a plena carga dentro del año $t-1$.
 Energía máxima $t-2$: Es la cantidad de energía que hubieran podido generar las instalaciones eléctricas, de la fuente en estudio, si lo hubieran hecho a plena carga dentro del año $t-2$.

A su vez, estas generaciones máximas son determinadas a través de las siguientes expresiones:

$$\text{Energía Máxima } (t-1) = \text{Potencia } t-1 * 8.760,0 \text{ horas} \quad \text{Ec.9}$$

$$\text{Energía Máxima } (t-2) = \text{Potencia } t-2 * 8.760,0 \text{ horas} \quad \text{Ec.10}$$

Donde:

Potencia $t-1$: Es la potencia nominal instalada en el año $t-1$.
 Potencia $t-2$: Es la potencia nominal instalada en el año $t-2$.

Y con respecto a las diversas fuentes gubernamentales y demás instituciones a las que se acudió para la actualización de las demás variables regionales, y aunque cada tabla las enuncia, aquí se citan brevemente estas referencias en función de cómo fueron apareciendo en todo el proyecto: Brasil. Ministerio de energía y minas (2010 y en línea); Brasil.gov.br; US Department Agriculture (en línea); OPEP (2008, 2009 y 2010);

PDVSA (2009, 2010 y 2011); Ministerio de Energía y Minas de Perú; Viceministerio de Energía y Minas del Perú; Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos; Petrobras (Plan de Negocios 2011-2012); Ministerio de Minas y Energía de Colombia; World Nuclear Association; Venezuela. Ministerio del Poder Popular de la Energía; Dirección Nacional de Energía de Uruguay (en línea); Bolivia. Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (en línea); Argentina. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima; Viceministerio de Energía y Minas de Paraguay; Argentina. Departamento de Estadísticas, Prospectiva y Planificación del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas; Chile. Comisión de Minería y Energía del Senado; Chile Sustentable; Ecuador. Consejo Nacional de Electricidad (en línea); Uruguay. Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas; Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga; Instituto Nacional de Estadísticas de Chile; Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia; Global Wind Energy Council; Energía Argentina (en línea); Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (2011); Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico (CIDET, 2011); y, Sistema de Información Energética Nacional del Paraguay (SIEN, en línea).

II.III Sobre los métodos prospectivos aplicados en las proyecciones energéticas para consumo y producción.

Referente a los métodos usados, se indica que fueron varios y cuyos resultados se reflejan en las respectivas tablas y gráficos, en todo caso, se mencionan brevemente. Uno, se accedieron a informes gubernamentales varios y cuyas referencias permitieron el planteamiento de los datos futuros en un 60%. Dos, se utilizó la técnica denominada “criterios de expertos” para el desarrollo de un 20% adicional de estos datos futuros suramericanos, aunque dichos criterios fueron obtenidos principalmente de documentos emitidos por instituciones estadísticas, centros especializados, ministerios de energía y por personal técnico procedentes de este tipo de instituciones. Tres, a partir de ciertas técnicas econométricas básicas y complementarias, y cuya aplicación nos permitió desarrollar un 10% adicional de los datos.

Como método cuarto, se utilizó el criterio en la aplicación de tasas prospectivas de crecimiento regional, de Centro y Suramérica, y aplicados a países específicos

(Guyana y Surinam) que no disponen de mucha información estadística prospectiva. A pesar de ello, se indica que estos países en conjunto sólo cubren el 0,3% del total del consumo energético regional. Paralelamente, se señala que dichas tasas prospectivas de crecimiento regional anual fueron obtenidas del informe IEO-2010 de la US-EIA (2010); con ello, se cubrió el 5% adicional de este trabajo prospectivo. Y como método último, la aplicación de cálculos complementarios consecuentes a la información obtenida de los métodos anteriores; y con este 5% de aporte adicional se habrá cubierto el 100% de la información prospectiva mostrada dentro de este Apéndice C y D.

A continuación se realizan ciertas matizaciones acerca de cada uno de los métodos prospectivos descritos.

a. Acceso directo a datos hallados en informes varios.

Como preámbulo, se indica que este tipo de metodología fue usada bajo la consideración de que ya existe este tipo de información prospectiva, pero de manera dispersa. Las cuales proceden de sus países respectivos, y que recogen incluso sus expectativas a corto y mediano plazo. Este tipo de fuentes, cuando existen, resultan mucho más ventajosas frente a cualquier otro método inclusive al econométrico, fundamentalmente, al contener información directa y hasta ese momento desconocida para el investigador como expectativas, objetivos y políticas energéticas a implementar. De hecho, en ciertos informes internacionales que han sido elaborados bajo métodos complejos y exhaustivos se han observado ciertas imprecisiones en el corto plazo³. A continuación se emite una descripción de las fuentes a las que se accedió y para qué casos.

❖ Para el caso Boliviano, se accedió al informe “Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021”, emitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga. De este informe se obtuvo información acerca de las proyecciones de la demanda eléctrica nacional, su plan óptimo de expansión, y una descripción de los proyectos para generación. Además, se obtuvo el análisis de la oferta de gas como uno

³ Para observar las imprecisiones que se menciona, favor ver prospectiva de producción de energías líquidas para Ecuador y Venezuela en IEO-2010, tabla G.2, y compararlos con casos actuales. Así también, comparar el consumo energético brasileño en tabla A.1, junto a los datos expuestos por el informe generado por Brasil. Ministerio de energía y minas (2010).

de sus recursos principales y en los cuales se soportará el incremento de la demanda eléctrica (Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga, 2010).

❖ Para el caso Brasileño, se accede a su informe “Matriz Energética Nacional 2030”, emitido por el “Ministerio de Minas y Energía. Secretaría de Planeamiento y Desenvolvimiento Energético”, de noviembre de 2007. Con este informe se accede a las proyecciones de la demanda y oferta energética, por tipo de fuente, así como a indicadores varios de energía (Brasil. Ministerio de Minas y Energía, 2010a, 2010b y en línea). Cabe señalar que a partir de este documento, dada la magnitud geográfica y el nivel de consumo energético brasileño, pues se cubre alrededor del 51% de las proyecciones a realizar. Sin embargo, se resalta el manejo de la abundante información y el criterio personal con que se contó para hacer un uso correcto de dicha información, pues se encontraba desagregada en sistemas energéticos secundarios y finales.

Por otro lado, con respecto a la prospectiva acerca de la producción de energías líquidas, pues se dispuso de la información dada en el informe EIO-2010 (US-EIA, 2010 y 2011).

❖ En cuanto a Colombia, se hizo uso del documento “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima”, emitido por el “Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeamiento Minero Energética”. Este documento fue utilizado dentro de las proyecciones eléctricas, ya que cuenta con un pronóstico emitido bajo tres escenarios (bajo, medio y alto). En dicho documento se detalla a la demanda de energía eléctrica colombiana hacia el año 2031 y sobre la potencia eléctrica que requerirá para suplir dicha demanda; además, esta información se encontraba detallada de manera mensual y anual.

❖ En relación con Ecuador, se usó el informe “Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009-2020”, emitido por el Consejo Nacional de Electricidad que, en su capítulo 5, realiza una proyección de la demanda de energía eléctrica hacia el año 2020 y acerca de su potencia instalada. Aunque sólo se utilizó de este documento los pronósticos de demanda eléctrica; ya que, en esta Tesis, la potencia nominal requerida a futuro es ajustada en base a las pérdidas de distribución establecidas según los históricos de los últimos años, y no a través de reducciones esperadas o deseadas.

❖ Con respecto a Uruguay, se toma la información que aparece en el “Informe de Garantía de Suministro”, en su versión 3, emitido el 11-03-2011, y cuyo autor fue la Administración Nacional del Mercado Eléctrico. De ella, se obtuvo el análisis acerca de la demanda de energía eléctrica y sobre la capacidad instalada que espera hacia el año 2019, lo que nos brinda una información complementaria a la entregada por el SIN de Uruguay.

b. Criterios de expertos.

Con el fin de hallar una prospectiva futura acertada dentro de las variables no cubiertas anteriormente, por consiguiente, se hizo también uso de los diferentes criterios de expertos que fueron hallados en diversos medios. En todo caso, estos criterios procedieron de los siguientes medios y personajes:

❖ Para el caso argentino, se hizo uso de las exposiciones emitidas por Ricardo De Dicco. En su documento “Indicadores Energéticos de Argentina 2009 y Prospectiva 2020/2025”, brinda una proyección de la oferta y demanda interna primaria argentina hacia el año 2025 por cada fuente energética, y brinda también, un análisis sobre generación de energía eléctrica. De este documento se toman una serie de indicadores y cantidades futuras de consumo energético argentino en sus fuentes primarias, sean: fotovoltaica, hidroeléctrica, geotérmica y gas (De Dicco, 2009). Se reseña que casi toda la información obtenida de esta referencia se encuentra expuesta en función de gráficos y en términos porcentuales.

❖ Para el caso chileno, se utilizaron los criterios expuestos dentro del documento “Escenarios Energéticos. Propuesta Matriz Eléctrica para Chile 2010-2030”, emitido por la Comisión Minería y Energía del Senado, dentro del Programa Chile Sustentable. De este documento se toma el análisis realizado de la demanda eléctrica futura basada en su análisis de los precios del combustible. Además, se toma en consideración sus varios planes energéticos eléctricos prospectivos, de los cuales se presenta también un escenario principal. Dentro de estos planes chilenos expuestos, es importante destacar que se fundamentan en el desarrollo de energías cuyas fuentes procederían de la eólica, geotérmica, solar y fotovoltaica, hidroeléctrica, biomasa y gas natural (Chile

Sustentable, 2011). En particular, dentro de este informe se analizan las varias opciones que Chile podría desarrollar a futuro, no obstante, se hace uso del caso particular o referencial, y cuyos datos se encuentran en términos porcentuales en base a los datos prospectivos que allí se exponen. De igual manera, se recaba el esfuerzo personal realizado al manejar apropiadamente la información, pues aparece en varios términos técnicos y en múltiples gráficos. Por esta razón última, al contar con sólo gráficos y referencias numéricas, esta referencia fue tomada como si de “criterio de expertos” se tratase.

❖ Para el caso de Ecuador, se uso la información emitida por una institución nacional y que fue hallada dentro del periódico digital Latinhub.com.au (2011, 20 de agosto). En dicha fuente, el director del Instituto Nacional de Preinversión, Santiago Medina, explica la composición porcentual eólica que se espera tener dentro del parque de generación eléctrica nacional, y lo emite con una proyección hacia el año 2020.

❖ En el caso peruano, se acceden a los criterios expuestos por José Koc Rueda, Asesor del Viceministro de Energía. Estos criterios fueron encontrados en su documento explicativo “Lineamientos de Política Energética Nacional y Desarrollo de Centrales Hidroeléctricas en la Amazonía”. De este informe se toma su proyección de la matriz energética peruana hacia el año 2030, y que la especifica según sus fuentes (biomasa, carbón mineral, energías líquidas, gas natural y energías renovables). Además, se toma en consideración el potencial hidroeléctrico declarado con que cuenta Perú y, conjuntamente, se toman los planteamientos gráficos acerca de la proyección establecida por el SEIN, precisamente, para el desarrollo de energía eléctrica a partir de sus fuentes hidroeléctrica y térmica (Koc, 2010).

❖ Con respecto a Uruguay, se accedió a los criterios prospectivos expuestos por “La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas”, dentro de su presentación “Uruguay. La Matriz Eléctrica de los Próximos Años”. En su trabajo se parte de los datos ofrecidos por la SIN, en el cual se hace una proyección de la demanda nacional de energía eléctrica hacia el año 2030. Así mismo, en este documento se emiten criterios sobre la composición de esta matriz eléctrica, cuyos tres componentes

principales lo conforman la hidroeléctrica, la eólica, y por biomasa y residuos (Uruguay. UTE, 2011).

Como fue expuesto anteriormente, bajo estas dos metodologías hasta ahora señaladas se cubre aproximadamente el 80% de toda la información prospectiva de este documento.

c. Estimaciones realizadas según técnica econométrica.

Sobre las proyecciones futuras incompletas y que no fueron determinadas a partir de las fuentes anteriormente establecidas, se indica haber utilizado estimaciones puntuales bajo técnica econométrica. Aunque este método fue usado en casos donde no se prefirió tomar las TCP regionales de otros informes (ver siguiente literal, d). Propiamente, ésta metodología fue aplicada dentro de los casos de demanda eléctrica (entre 2030 y 2035 para la mayoría de los países), y también para la determinación completa de los consumos totales energéticos, en todos los países, con excepción de Brasil, Argentina, Venezuela y Guyana. Para los tres primeros países se utilizó la metodología de criterios de expertos hasta 2030; y, entre 2030 y 2035, se usó la técnica econométrica. Para el caso de Guyana se usó directamente el criterio de las TCP regionales. Todo esto detallado en la sección III de este capítulo introductorio.

Pues bien, la técnica econométrica utilizada se basó en el modelo de regresión lineal que implica una variable dependiente y la variable explicativa, los cuales deben cumplir condicionantes estadísticos. Entre estos condicionantes estadísticos se mencionan que: (a) Las variables participantes deben ser o poder transformarse en variables estacionarias; (b) El término de error del modelo lineal debe ser un ruido blanco; (c) La esperanza matemática del error debe ser cero. (d) La varianza del error debe ser constante; (e) La covarianza debe ser cero, lo que indica ausencia de autocorrelación entre los errores; (f) No debe existir colinealidad entre las variables independientes; y (g) Los coeficientes entre las variables explicativas deben ser constantes.

Entre las pruebas que se realizaron para el cumplimiento de estas condicionantes se indican: (a) Bondad de ajuste del modelo, medido por el coeficiente de determinación

R^2 ; (b) Estacionariedad, medido por el estadístico de Dickey Fuller Aumentado; (c) Prueba de significancia de la variable del modelo, medido principalmente por el t-student; y (d) Contraste de la presencia de autocorrelación de primer orden medido por el estadístico de Durbin Watson.

A su vez, esta relación lineal se basa en el modelo de cointegración con corrección de errores⁴, el cual supone una relación a largo plazo y estima también los efectos a corto plazo. Dentro de esta relación, la especificación funcional del primer modelo (demanda eléctrica vs población) supone que el crecimiento de la demanda eléctrica se explica por el crecimiento de la población, todo ello bajo un modelo de vector de corrección de errores con rezagos (0, 1). Por consiguiente, se establece en términos generales el modelo utilizado y que fue aplicado bajo el programa Gretl-1.7.1, junto al apoyo de otros programas como EXCEL para el planteamiento de las variables.

Así que, para desarrollar el modelo se presentan: la ecuación C.1, la ecuación C.2 como referencia del error en el tiempo (t); y la ecuación C.3, en el cual se observa el error en el tiempo (t-1), y de cuya expresión será despejada esta variable (u_{t-1}) para obtener la ecuación C.4.

$$\Delta Y_t = \beta \Delta X_t + \gamma u_{t-1} + \varepsilon_t \quad (\text{Ec.C.1})$$

$$\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1}; \text{ y, } \Delta X_t = X_t - X_{t-1}$$

$$Y_t = a + bX_t + u_t \quad (\text{Ec.C.2})$$

$$Y_{t-1} = a + bX_{t-1} + u_{t-1} \quad (\text{Ec.C.3})$$

$$u_{t-1} = Y_{t-1} - bX_{t-1} - a \quad (\text{Ec.C.4})$$

Por tanto, se reemplaza Ec.C.4 en ecuación Ec.C.1, y así obtener el modelo general, aunque de igual manera se presenta la misma ecuación en su forma alternativa.

$$\Delta Y_t = \beta \Delta X_t + \gamma (u_{t-1}) + \varepsilon_t \quad (\text{Ec.C.5})$$

$$\Delta Y_t = \beta \Delta X_t + \gamma (Y_{t-1} - bX_{t-1} - a) + \varepsilon_t$$

$$(Y_t - Y_{t-1}) = \beta (X_t - X_{t-1}) + \gamma (Y_{t-1} - bX_{t-1} - a) + \varepsilon_t \quad (\text{Ec.C.6})$$

⁴ Con respecto al modelo de cointegración con corrector de errores, se exponen dos cosas. Uno, este modelo se encuentra explicado por Montero (2013). Dos, se vio su aplicación dentro del informe Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021, emitido por la CNDC (Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga, 2010, p.31).

Ahora se reemplaza cada una de las variables generales por las acordes al primer modelo que relaciona demanda eléctrica y población.

$$\Delta [LN(CE)]_t = \beta \Delta [LN(POB)]_t + \gamma [LN(CE)_{t-1} - b.LN(POB)_{t-1} - a] + \varepsilon_t \quad (\text{Ec.C.7})$$

$$\Delta [LN(CE)]_t = \beta \Delta [LN(POB)]_t + \gamma [u_{t-1}] + \varepsilon_t \quad (\text{Ec.C.8})$$

Donde:

$$\Delta [LN(CE)]_t = LN(CE)_t - LN(CE)_{t-1}$$

$$\Delta [LN(POB)]_t = LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}$$

CE: Consumo eléctrico anual, por cada país estudiado. Sus unidades se presentan en mil millones de Kwh.

POB: La población por cada uno de los países estudiados. Sus unidades se presentan en millones de personas.

u_t : Son los residuos de la combinación lineal de las variables LN(CE) y LN(POB).

ε_t : Son residuos del modelo de cointegración con corrección de errores.

Con respecto al segundo modelo, el cual relaciona a la variable dependiente “consumo de energías primarias” (EPR), para cada uno de los países suramericanos, frente a la variable dependiente “demanda eléctrica total” (CE), se especifica que deberá cumplir los mismos condicionantes estadísticos que el primer modelo. Ahora bien, bajo la misma metodología descrita, ahora, se reemplaza cada una de las variables generales de las expresiones Ec.C.5 y Ec.C.6, por las acordes a este segundo modelo.

$$\Delta [LN(EPR)]_t = \beta \Delta [LN(CE)]_t + \gamma [LN(EPR)_{t-1} - b.LN(CE)_{t-1} - a] + \varepsilon_t \quad (\text{Ec.C.9})$$

$$\Delta [LN(EPR)]_t = \beta \Delta [LN(CE)]_t + \gamma [u_{t-1}] + \varepsilon_t \quad (\text{Ec.C.10})$$

Donde:

$$\Delta [LN(EPR)]_t = LN(EPR)_t - LN(EPR)_{t-1}$$

$$\Delta [LN(CE)]_t = LN(CE)_t - LN(CE)_{t-1}$$

EPR:	Consumo total de energías primarias, por cada país estudiado. Sus unidades se presentan en cuatrillones de BTU (1×10^{15} unid.).
CE:	Es el consumo de energía eléctrica total, por cada uno de los países estudiados. Sus unidades se presentan en mil millones de Kwh.
u_t :	Son los residuos de la combinación lineal de las variables $LN(EPR)$ y $LN(CE)$.
ε_t :	Son residuos del modelo de cointegración con corrección de errores.

En todo caso, en la sección siguiente (sección III) se especifica información detallada de las tablas principales, y en las cuales se hacen referencia también sobre esto.

d. Estimación realizada según parámetros introducidos de otros informes y demás criterios.

Aún así, dentro de los diversos parámetros y valores prospectivos que no fueron determinados por los métodos anteriores, pues se indica haber utilizado un mecanismo complementario. Dicho mecanismo se basó en aplicar a los datos presentes ciertas “Tasas de Crecimiento Promedio Anual Regional” (de Centro y Suramérica); las mismas que procedieron de otras fuentes, principalmente, del informe IEO-2010, de la US-EIA (2010). Por tanto, estos parámetros fueron hallados específicamente de sus Tablas: A.5 (Consumo de líquidos mundiales por región); A6 (Consumo mundial de gas natural por región); A7 (Consumo mundial de carbón por región); A14 (Población mundial por región); y, F19 (Energía consumida y entregada, para otros países de América Central y Suramérica no contemplados en las tablas F.17 y F.18). Sin embargo, se reitera una vez más que estas tasas regionales se aplican exclusivamente para los países que no cuentan con información prospectiva, y que se detalla en cada una de las tablas presentadas.

e. Sobre las proyecciones en cuanto a producción.

En este tema se usó básicamente información procedente acerca de las estimaciones que realizan los diferentes gobiernos o instituciones sin fines de lucro, sobre proyectos emprendidos, sobre el potencial por cada fuente energética y sobre las

reservas probadas y registradas con que cuentan. Entre otras fuentes a las ya citadas en los literales pasados, se encuentran también:

- ❖ La entrevista realizada a Carlos Davidson, dentro de la revista Petrotecnia y cuyo artículo titula “Energía Eólica en la Argentina”, en ella este experto declara el potencial eólico con que cuenta Argentina y su posible desarrollo (Davidson, 2009).
- ❖ Sobre las potencialidades chilenas acerca de sus fuentes renovables alternativas, éstas fueron tomadas del documento “Revolución Energética. Una Perspectiva Energética Sostenible para Chile”, emitido por la European Renewable Energy Council y Greenpeace (2008). Dentro de este documento se hace una prospectiva sobre el uso de estas fuentes a las que accedería Chile hacia el año 2050.
- ❖ A partir de los informes de BP (2010, 2011 y en línea), del cual se establece la Relación R/P, relación que expone el número de años aproximados que durarían las reservas existentes (petróleo, gas y carbón), según los ritmos de producción actuales. Esto lo ejecuta por región y para cada uno de los países principales en dicha región.
- ❖ Y sobre las tasas de crecimiento promedio anual y sugeridas por la US-EIA (2010 y 2011), en su informe IEO-2010, en sus tablas G.2 (Producción convencional de energías líquidas por país y región), para los países de Brasil, Colombia y Perú, sin tomar en cuenta lo referido a Venezuela y Ecuador; pues para estos últimos se toman fuentes nacionales. Así también, se toman las sugerencias emitidas, en cuanto a tasas de crecimiento promedio anual; en sus tablas H1, H2, H3, H4, H6, H7, H10, H12, H13, H14, H16, H17 y H20, para la determinación de la composición del parque eléctrico futuro, principalmente, para aquellos países que no cuenta con estudios prospectivos en este campo.

Finalmente, queda expresar, por un lado, que detalles más puntuales se encuentran dados en cada una de las tablas expuestas dentro de los Apéndices, en sus notas al pie de Tabla; así como en la sección siguiente.

III. DETALLES DE LAS TABLAS PROSPECTIVAS PRINCIPALES.

Para seguir con una secuencia de cálculos, principalmente, se empezará por describir los detalles prospectivos de la tabla C.34 “Proyección en el consumo de energía eléctrica en Suramérica”. Posteriormente, se pasará a la tabla C.2 “Proyección del consumo de energías primarias totales: 2010-2035”; y a la tabla C.13 (o también D.13) “Proyecciones para el consumo de energías líquidas al 2035”.

a. Tabla C.34: Proyección en el consumo de energía eléctrica en Suramérica.

Para los datos de Brasil, la información prospectiva hallada partió de la fuente Brasil. Ministerio de Minas y Energía (2010a, 2010b y en línea), a pesar de ello estos datos sólo llegaron al año 2030. Por consiguiente, para obtener el consumo eléctrico al año 2035 se hizo uso de la técnica econométrica, según lo descrito en la sección II.III, en su literal c. A su vez, la expresión final a partir de la ecuación Ec.C.8 quedo bajo la siguiente manera:

$$\text{LN(CE)}_t = \text{LN(CE)}_{t-1} + \beta.[\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}]; \text{ donde } t = (1980, \dots, 2030), n=50.$$

$$\text{LN(CE)}_t = \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,8746.[\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}].$$

(0,229)

$$(\text{CE})_t = e^{[\text{LN(CE)}_{t-1} + 2,8746.\text{LN(POB)}_t - 2,8746.\text{LN(POB)}_{t-1}]}.$$

Para Argentina, los datos prospectivos partieron del documento “Indicadores Energéticos de Argentina 2009 y Prospectiva 2020/2025” (De Dicco, R., 2009); sin embargo, llegaron a 2025. Por tanto, a partir de este año en adelante se utilizó el modelo obtenido a través de la técnica econométrica, según lo descrito en la sección II.III, en su literal c. Consecuentemente, la expresión quedo así definida.

$$\text{LN(CE)}_t = \text{LN(CE)}_{t-1} + \beta.[\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}] + \gamma.[\text{LN(CE)}_{t-1} - b.\text{LN(POB)}_{t-1} - a];$$

$$\text{Donde } t = (1980, \dots, 2025), n=45.$$

$$\text{LN(CE)}_t = \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,8291.[\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}] + \dots$$

(0,4740)

$$- 0,1986 * [\text{LN(CE)}_{t-1} - 3,5352.\text{LN(POB)}_{t-1} + 8,4980]$$

(0,0599) (0,0961) (0,3490)

$$(\text{CE})_t = e^{\{\text{LN(CE)}_{t-1} + 2,8291.[\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}] + \dots - 0,1986.[\text{LN(CE)}_{t-1} - 3,5352.\text{LN(POB)}_{t-1} + 8,4980]\}}$$

En cuanto a Venezuela, bajo la hipótesis de que el consumo eléctrico se incrementaría en 1,8 veces, hacia el año 2030 (Schneider Electric Venezuela, 2011,

citado en Computer World Venezuela, 2011, 02 de agosto), se decidió distribuir este incremento bajo una tasa de crecimiento promedio anual (TCP). Por tanto, para determinar tal TCP se usó la siguiente expresión:

$$TCP_{(2030,2010)} = \left\{ \left[\frac{CE_{2030}}{CE_{2010}} \right]^{\frac{1}{2030-2010}} - 1 \right\}$$

Donde:

$TCP_{(2030,2010)}$: Es la tasa de crecimiento promedio a determinar para el período 2010-2030. Este resultado dio el valor de 3,0%.

CE_{2010} : Es el consumo eléctrico para el año 2010. Sus unidades son los mil millones de Kwh.

CE_{2030} : Es el consumo eléctrico para el año 2030. Este dato se corresponde con $(1,8 * CE_{2010})$. Sus unidades son los mil millones de Kwh.

Posteriormente, una vez obtenidos los datos del consumo eléctrico entre los años 2010 y 2030, se utilizó de técnica econométrica para determinar los datos entre 2031 y 2035, según lo descrito en la sección II.III, en su literal c, para el primer modelo.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \beta.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \gamma.[LN(CE)_{t-1} - b.LN(POB)_{t-1} - a]..$$

Donde $t = (1980, \dots, 2030)$, $n=50$.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + 1,9375.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \dots$$

$$\begin{matrix} (0,2605) \\ - 0,3441 * [LN(CE)_{t-1} - 1,7506.LN(POB)_{t-1} + 1,3348] \\ (0,1073) \qquad \qquad (0,0261) \qquad \qquad (0,0838) \end{matrix}$$

$$(CE)_t = e^{\{LN(CE)_{t-1} + 1,9375.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \dots - 0,3441 * [LN(CE)_{t-1} - 1,7506.LN(POB)_{t-1} + 1,3348]\}}$$

Con respecto a Chile, las predicciones expuestas hasta 2030 fueron obtenidas de Chile Sustentable (2011). Por tanto, las predicciones entre 2031 y 2035 fueron obtenidas a través de técnica econométrica, y cuya referencia ya se señaló anteriormente. Por consiguiente se obtuvo la siguiente expresión:

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \beta.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}]; \text{ donde } t = (1980, \dots, 2030), n=50.$$

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + 3,7313.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}].$$

$$(0,3751)$$

$$(CE)_t = e^{[LN(CE)_{t-1} + 3,7313.LN(POB)_t - 3,7313.LN(POB)_{t-1}]}.$$

En cuanto a Colombia, se utilizó el informe “Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima” (Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2011b). De este informe se obtuvo la prospectiva acerca de la demanda eléctrica, aunque se utilizaron básicamente sus tasas de crecimiento anual para la actualización, a esta fecha, de la base de datos de la US-EIA (en línea). Consecuentemente, una vez obtenidos los datos del consumo eléctrico, hacia 2031, se procedió a pronosticar el consumo entre 2032 y 2035, según técnica econométrica y cuyo modelo general se lo presentó en la sección II.III, en su literal c, en su primer modelo.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \beta.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \gamma.[LN(CE)_{t-1} - b.LN(POB)_{t-1} - a]..$$

Donde $t = (1980, \dots, 2031)$, $n=51$.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \underset{(0,5157)}{2,1493}.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \dots$$

$$- \underset{(0,0949)}{0,2289*}[LN(CE)_{t-1} - \underset{(0,05664)}{1,8204}.LN(POB)_{t-1} + \underset{(0,2102)}{3,0719}]$$

$$(CE)_t = e^{\{LN(CE)_{t-1} + \underset{(0,5157)}{2,1493}.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \dots$$

$$- \underset{(0,0949)}{0,2289*}[LN(CE)_{t-1} - \underset{(0,05664)}{1,8204}.LN(POB)_{t-1} + \underset{(0,2102)}{3,0719}]\}$$

Con respecto a Perú, se utilizaron los criterios expuestos por José Koc Rueda (Koc, 2010), Asesor del Viceministro de Energía y cuyo documento se encuentra bajo la firma del mismo ministerio. En consecuencia, se cuenta con la información prospectiva hacia el año 2030, no obstante, se utiliza la técnica prospectiva para determinar los datos entre 2031 y 2035, según lo expuesto en la sección II.III, en su literal c. De ello, su expresión quedó definida de la siguiente manera.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \beta.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}]; \text{ donde } t = (1980, \dots, 2030), n=50.$$

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \underset{(0,4496)}{2,4812}.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}].$$

$$(CE)_t = e^{[LN(CE)_{t-1} + \underset{(0,4496)}{2,4812}.LN(POB)_t - 2,4812.LN(POB)_{t-1}]}.$$

Para Ecuador, se utilizaron las proyecciones de demanda eléctrica que aparecen en el documento “Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020”, emitido por CONELEC (Ecuador. CONELEC, 2009, Cap.05), y cuyos datos aparecen hasta 2020. Por consiguiente, y bajo la misma práctica emitida en los casos anteriores, se usó de técnica prospectiva para determinar los datos entre 2021 y 2035. Por tanto su expresión quedó así definida.

$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \beta.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}]$; donde $t = (1980, \dots, 2020)$, $n=40$.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + 2,8270.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}].$$

(0,4544)

$$(CE)_t = e^{[LN(CE)_{t-1} + 2,8270.LN(POB)_t - 2,8270.LN(POB)_{t-1}]}.$$

Acerca de los datos para Uruguay, a través de su documento informativo sobre emprendimientos eólicos, expone criterios acerca de la capacidad nominal que deberá tener hacia el año 2030. En todo caso, expone también que la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica será de 3,5% hacia este futuro previsto (Uruguay. UTE, 2011, lámina 48). Por tanto, se aplica esta TCP a los datos de 2010 y se obtienen las diversas proyecciones hasta 2030, según la siguiente expresión.

$$CE_n = (CE_{2010}) * (1 + TCP_{2030,2011})^{n-2010} ; n=2011, \dots, 2030.$$

Donde:

$TCP_{(2030,2011)}$: Es la tasa de crecimiento promedio fijada dentro del documento de UTE, y se corresponde para el período 2011 a 2030. Este valor fue fijado en 3,5%.

CE_{2010} : Es el consumo eléctrico uruguayo para el año 2010. Sus unidades son los mil millones de Kwh.

CE_n : Es el consumo eléctrico a determinar para los diferentes años entre 2011 y 2030.

Posteriormente, una vez obtenidos los datos del consumo eléctrico entre los años 2011 y 2030 se utiliza la técnica econométrica para obtener los datos entre 2031 y 2035, según lo descrito en la sección II.III, en su literal c. Por consiguiente, su expresión quedó así definida.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + \beta.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \gamma.[LN(CE)_{t-1} - b.LN(POB)_{t-1} - a]..$$

Donde $t = (1980, \dots, 2030)$, $n=50$.

$$LN(CE)_t = LN(CE)_{t-1} + 8,3069.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \dots$$

(2,0981)

$$- 0,6211 * [LN(CE)_{t-1} - 9,5857.LN(POB)_{t-1} + 9,3788]$$

(0,1329) (0,1779) (0,2099)

$$(CE)_t = e^{\{LN(CE)_{t-1} + 8,3069.[LN(POB)_t - LN(POB)_{t-1}] + \dots$$

$$- 0,6211 * [LN(CE)_{t-1} - 9,5857.LN(POB)_{t-1} + 9,3788]\}$$

Para el caso de Bolivia, se tomaron las tasas de crecimiento de la demanda anual, entre 2010 y 2021, del informe “Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011- 2021” (Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga, 2010). Luego, con estas tasas de crecimiento se actualizó la base de datos de la US-EIA (en línea), para Bolivia, hacia este año establecido (2021). Entonces, una vez obtenidos los datos entre 2010 y 2021, se optó por aplicar la técnica econométrica para los años 2022 y 2035, según lo establece la sección II.III, en su literal c, para su primer modelo.

$$\text{LN(CE)}_t = \text{LN(CE)}_{t-1} + \beta \cdot [\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}] + \gamma \cdot [\text{LN(CE)}_{t-1} - b \cdot \text{LN(POB)}_{t-1} - a].$$

Donde $t = (1980, \dots, 2021)$, $n=41$.

$$\begin{aligned} \text{LN(CE)}_t = & \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,4557 \cdot [\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}] + \dots \\ & (0,3862) \\ & - 0,1958 \cdot [\text{LN(CE)}_{t-1} - 2,7123 \cdot \text{LN(POB)}_{t-1} + 4,4709] \\ & (0,0772) \quad (0,0661) \quad (0,1388) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (\text{CE})_t = & e^{\{ \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,4557 \cdot [\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}] + \dots \\ & - 0,1958 \cdot [\text{LN(CE)}_{t-1} - 2,7123 \cdot \text{LN(POB)}_{t-1} + 4,4709] \}} \end{aligned}$$

En cuanto a Paraguay, se uso directamente la técnica prospectiva para la determinación del consumo eléctrico entre 2011 y 2035. No obstante, se indica que la demanda eléctrica paraguaya es una de las más bajas a nivel suramericano, por encima de Bolivia, Surinam y Guyana. Es decir, su demanda para el 2010 representó el 0,84% del total regional, y para el 2035, según la estimación realizada se encontrará en un 0,85%, por lo que su estructura se mantendrá casi invariante. Además, se observa que mantendrá la misma TCP anual registrada desde 2005 a 2010 (4,0%-4,2%). Por consiguiente, se expone su expresión prospectiva.

$$\text{LN(CE)}_t = \text{LN(CE)}_{t-1} + \beta \cdot [\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}]; \text{ donde } t = (1980, \dots, 2020), n=30.$$

$$\text{LN(CE)}_t = \text{LN(CE)}_{t-1} + 3,2390 \cdot [\text{LN(POB)}_t - \text{LN(POB)}_{t-1}].$$

(0,8434)

$$(\text{CE})_t = e^{[\text{LN(CE)}_{t-1} + 3,2390 \cdot \text{LN(POB)}_t - 3,2390 \cdot \text{LN(POB)}_{t-1}]}.$$

Para el caso de Surinam, se usa en toda su extensión la tasa de crecimiento promedio anual sugerida para la región conjunta de “Centro y Suramérica”. Por dos causas principalmente, la primera, ya que sus consumos eléctricos son relativamente bajos, en el cual sus incrementos anuales no se registran con precisión, pues las bases estadísticas contienen uno o dos decimales. La segunda, debido a que desde 1995 registra un consumo eléctrico moderado, sin las excesivas distorsiones que sufría desde

1980 por la poca capacidad de generación instalada. Por consiguiente, la TCP aplicada será de 1,3% anual. Cabe señalar que el consumo eléctrico para el 2010 representó el 0,17% del total suramericano, mientras que para el 2035, según el criterio expuesto, su consumo representará el 0,1%. Por tanto, se presenta la expresión válida para la determinación de estos consumos según el año señalado.

$$CE_n = (CE_{2010}) * (1 + TCP_{2035,2011})^{n-2010} ; n=2011,..., 2030.$$

Donde:

- TCP_(2035,2011): Es la tasa de crecimiento obtenida de la US-EIA (2010, Tabla F.19). Este valor fue fijado en 1,3%.
- CE₂₀₁₀: Es el consumo eléctrico de Surinam para el año 2010. Sus unidades son los mil millones de Kwh.
- CE_n: Es el consumo eléctrico a determinar para los diferentes años entre 2011 y 2035.

Para terminar, con respecto a Guyana, al tener los mismos problemas descritos que Surinam, se decidió utilizar nuevamente el criterio para la aplicación de una TCP, la cual será de 0,5%. Dicha tasa fue tomada de la US-EIA (2010), y se corresponde con la TCP regional para “otros” países de “Centro y Suramérica” (excluye a Brasil), en lo concerniente a consumo de líquidos petróleo. Básicamente, debido a que ésta fuente es de principal abastecimiento para su generación eléctrica, con un 99,47% (ver sección 3.4.9). En consecuencia, la expresión para el desarrollo de los datos es la misma que el párrafo anterior:

$$CE_n = (CE_{2010}) * (1 + TCP_{2035,2011})^{n-2010} ; n=2011,..., 2030.$$

Donde:

- TCP_(2035,2011): Es la tasa de crecimiento promedio regional obtenida de la US-EIA (2010, Tabla F.19). Este valor fue fijado en 0,5%.
- CE₂₀₁₀: Es el consumo eléctrico uruguayo para el año 2010. Sus unidades son los mil millones de Kwh.
- CE_n: Es el consumo eléctrico a determinar para los diferentes años entre 2011 y 2035.

Consecuentemente, una vez finalizada esta tabla, se proseguirá con los detalles de desarrollo de la tabla C.2.

b. Tabla C.2: Proyección del consumo de energías primarias totales: 2010-2035.

Para los datos prospectivos de Brasil, se indica que se accedió a su informe prospectivo, y cuya fuente fue Brasil. Ministerio de Minas y Energía (2010a, 2010b y en línea), aunque se menciona que estos datos sólo llegaron al año 2030. Se señala que Brasil para el año 2010 representó el 50,8% del total de energías primarias consumidas dentro de Suramérica. Por consiguiente, para obtener el consumo eléctrico entre 2031 y 2035 se hizo uso de la técnica econométrica, según lo descrito en la sección II.III, en su literal c, para el planteamiento de este segundo modelo. A su vez, la expresión final a partir de la ecuación Ec.C.9 quedó definida de la siguiente manera:

$$\text{LN(EPR)}_t = \text{LN(EPR)}_{t-1} + \beta \cdot [\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}] + \gamma \cdot [\text{LN(EPR)}_{t-1} - b \cdot \text{LN(CE)}_{t-1} - a].$$

Donde $t = (1980, \dots, 2030)$, $n=50$.

$$\begin{aligned} \text{LN(EPR)}_t = & \text{LN(EPR)}_{t-1} + 0,6944 \cdot [\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}] + \dots \\ & (0,1163) \\ & - 0,7093 \cdot [\text{LN(EPR)}_{t-1} - 0,8694 \cdot \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,9067] \\ & (0,1238) \quad (0,0112) \quad (0,0668) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (\text{EPR})_t = & e^{\{ \text{LN(EPR)}_{t-1} + 0,6944 \cdot [\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}] + \dots \\ & - 0,7093 \cdot [\text{LN(EPR)}_{t-1} - 0,8694 \cdot \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,9067] \}} \end{aligned}$$

En cuanto a Argentina, de acuerdo a PWC Argentina (2010), el consumo energético hacia el año 2030 se incrementará en casi el doble con respecto a 2010, de ello, se distribuye este incremento neto bajo una TCP. Por tanto, para determinar tal TCP se usó la siguiente expresión:

$$TCP_{(2030,2010)} = \left\{ \left[\frac{EPR_{2030}}{EPR_{2010}} \right]^{\frac{1}{2030-2010}} - 1 \right\} \quad (\text{Ec.C.11})$$

Donde:

$TCP_{(2030,2010)}$: Es la tasa de crecimiento promedio anual a determinar para el período 2010-2030. Este resultado dio el valor de 3,0%.

EPR_{2010} : Es el consumo total de energías primarias argentinas para el año 2010. Sus unidades son los cuatrillones de BTU (1×10^{15} unid).

EPR_{2030} : Es el consumo total de energías primarias argentinas para el año 2030. Este dato se corresponde con $(1,9 \cdot EPR_{2010})$. Sus unidades son los cuatrillones de BTU (1×10^{15} unid).

Posteriormente, una vez obtenidos los datos del consumo de energía primarias entre los años 2010 y 2030, se utiliza la técnica econométrica para determinar los datos entre 2031 y 2035, según lo descrito en la sección II.III, en su literal c, según la expresión Ec.C.9.

$$\text{LN(EPR)}_t = \text{LN(EPR)}_{t-1} + \beta.[\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}]; \text{ donde } t = (1980, \dots, 2030), n=50.$$

$$\text{LN(EPR)}_t = \text{LN(EPR)}_{t-1} + 0,6017 * [\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}].$$

(0,0791)

$$(\text{EPR})_t = e^{[\text{LN(EPR)}_{t-1} + 0,6017 * \text{LN(CE)}_t - 0,6017 * \text{LN(CE)}_{t-1}]}.$$

En el caso de Venezuela, según Aurelio Useche (2010), el incremento de la demanda de la energía se incrementará entre 1,8 y 2,5 veces con respecto a 2010, sin embargo, se toma la premisa del límite más bajo. Por tanto, se distribuye este incremento neto bajo una TCP. Para esto, se toma la expresión Ec.C.11, y así determinar dicha TCP, el cual da un valor de 3,2%. Luego, una vez obtenidos los datos del consumo de energía primarias entre los años 2010 y 2030, se utiliza la técnica econométrica para determinar los datos entre 2031 y 2035, según lo descrito en la sección II.III, en su literal c, según la expresión Ec.C.9.

$$\text{LN(EPR)}_t = \text{LN(EPR)}_{t-1} + \beta.[\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}] + \gamma.[\text{LN(EPR)}_{t-1} - b.\text{LN(CE)}_{t-1} - a].$$

Donde $t = (1980, \dots, 2030)$, $n=50$.

$$\text{LN(EPR)}_t = \text{LN(EPR)}_{t-1} + 0,6100 * [\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}] + \dots$$

(0,1167)

$$- 0,3051 * [\text{LN(EPR)}_{t-1} - 0,8222 * \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,4065]$$

(0,0964) (0,0202) (0,0865)

$$(\text{EPR})_t = e^{\{\text{LN(EPR)}_{t-1} + 0,6100 * [\text{LN(CE)}_t - \text{LN(CE)}_{t-1}] + \dots - 0,3051 * [\text{LN(EPR)}_{t-1} - 0,8222 * \text{LN(CE)}_{t-1} + 2,4065]\}}$$

Como caso especial, se menciona que para los datos prospectivos de Guyana se utilizó en toda su extensión el criterio del uso de una TCP proveniente del informe IEO-2010, de la US-EIA (2010); esta TCP se correspondió con el consumo de energías líquidas hacia el año 2035. El uso de dicho criterio fue necesario, puesto que desde el año 2000 este país recién registra un consumo de energías primarias de forma moderada, sin las excesivas distorsiones que sufría desde 1980 y 1999. Cabe señalar que su consumo energético total para el 2010 representó el 0,094% del total suramericano, mientras que para el 2035, según el criterio expuesto, su consumo representará el

0,05%. Por tanto, se presenta la expresión válida para la determinación de estos consumos según el año señalado.

$$EPR_n = (EPR_{2010}) * (1 + TCP_{2035,2011})^{n-2010} ; n=2011,...,2030.$$

Donde:

TCP_(2035,2011): Es la tasa de crecimiento obtenida de la US-EIA (2010, Tabla F.19). Este valor fue fijado en 0,5%.

CE₂₀₁₀: Es el consumo energético total de Guyana para el año 2010. Sus unidades son los cuatrillones de BTU.

CE_n: Es el consumo energético total a determinar para los diferentes años entre 2011 y 2035.

Con respecto al resto de países, básicamente, no se contaron con informes prospectivos ni criterios de expertos procedentes de sus países de origen, los cuales hubieran permitido robustecer este trabajo. Pues como se comento, dentro de dicha información usualmente se recogen objetivos y políticas que el investigador podría ignorar. Ahora bien, para su determinación se usa directamente la técnica prospectiva expuesta en la sección II.III, en su literal c. Sin embargo, como cada uno de los siguientes análisis se realizará entre los años 1980 y 2010, y de lo cual se hallarán los datos entre 2011 y 2035, se decidió generar una tabla donde se muestren los diferentes parámetros hallados, para cada uno de los países. Se reitera que el modelo a seguir se corresponde con la expresión Ec.C.9.

Cuadro resumen de variables de expresión Ec.C.9

País	Nº Datos.	β	γ	b	a
Colombia	30	0,4818 (0,0761)	-0,2598 (0,0923)	0,9099 (0,0208)	-3,0511 (0,0768)
Chile	30	0,6712 (0,1261)	-0,3491 (0,1082)	0,7094 (0,0137)	-2,6125 (0,0511)
Perú	30	0,4819 (0,0963)	-0,1281 (0,0549)	0,8487 (0,0250)	-2,9640 (0,0802)
Ecuador	30	0,5464 (0,0916)	-0,5195 (0,1293)	0,6657 (0,0092)	-2,4029 (0,0234)
Bolivia	30	0,7797 (0,1347)	-0,5575 (0,1256)	0,9821 (0,0133)	-3,0090 (0,0215)
Uruguay	30	0,6632 (0,1222)	-0,3889 (0,1176)	0,6229 (0,0226)	-2,9678 (0,0450)
Paraguay	30	0,8899 (0,2676)	-0,0624 (0,0451)	0,5743 (0,1126)	-2,4705 (0,1938)
Surinam	30	0,7018 (0,0529)	-0,4197 (0,1056)	0,8451 (0,0439)	-3,6431 (0,0172)

Ahora bien, a continuación se explicará la tabla prospectiva C.13, que se corresponde con las proyecciones del consumo de energías líquidas. Esta tabla siguiente se considera como la tercera tabla fundamental dentro de todas las prospectivas realizadas en este trabajo. Pues se señala que el resto de tablas prospectivas, básicamente, se constituyeron con diversos criterios, y los cuales se encuentran debidamente explicados en cada una de las tablas del Apéndice C y D, en su notas respectivas.

c. Tabla C.13 o D.13: Proyecciones para el consumo de energías líquidas al 2035.

Para la obtención de esta tabla, se partió del criterio sencillo de realizar una diferencia entre el consumo total de energías primarias y el resto de fuentes primarias, lógicamente, con la excepción de la fuente “energías líquidas” que es la variable a determinar. Este criterio descansa en que se han generado, previamente, los datos prospectivos de las diversas fuentes (gas, carbón, nuclear, hidráulica, eólica, geotermia, y por biomasa y residuo), según los diversos criterios que se exponen en cada tabla respectiva (criterios de expertos y proyecciones nacionales). Por consiguiente, las energías líquidas, que se constituyen en un 91,4% de líquidos petroléos y su diferencia por biocombustibles (ver tablas D.2, D.3, D.4.1 y D.4.2), será la variable flexible que complementaría el abastecimiento energético de cada una de las matrices nacionales, incluso, porque los mercados mundiales de este hidrocarburo están plenamente integrados. Por tanto se plantea la siguiente expresión, el cual será aplicado por cada país.

$$EPR_{país} = [EL + GN + CM + EN + (HE + EO + GT + BR)]_{país} \quad (\text{Ec.D.1})$$

Donde:

- EPR: Es el consumo total de energías primarias por cada país y sus unidades son los BTU, o TEP; el término (EPR) se corresponde con la variable ME (matriz energética) de la expresión Ec.3, en la sección II.I.
- EL: Se corresponden con las energía líquidas.
- GN: Es el gas natural.
- CM: Se trata de carbón mineral.
- EN: Es la energía nuclear.

EH:	Es la energía hidroeléctrica.
EO:	Se corresponde con energía eólica.
GT:	Se refiere a energía geotérmica, y,
BR:	Indica a la fuente constituida por biomasa y residuos.

Una vez planteada la ecuación (Ec.D.1), se despeja la variable (EL) y queda expresada de la siguiente manera.

$$EL_{país} = EPR_{país} - [GN + CM + EN + (HE + EO + GT + BR)]_{país} \quad (\text{Ec.D.2})$$

Finalmente, se reitera que para el resto de prospectivas, cada tabla presenta la descripción con que fue realizada.

APÉNDICE A.

A. ENERGÍA: DEFINICIÓN, TIPOS Y FACTORES DE CONVERSIÓN EN GENERAL.

A.1. Definición de energía.

El término de energía tiene diferentes definiciones de acuerdo a su acepción, pero va más relacionada con la idea de la capacidad que se tiene para realizar un trabajo, o con aquella capacidad para poner en movimiento algo. También, se asocia a la virtud de un cuerpo de acuerdo a su posición en el espacio, o con aquel almacenamiento interno que puede tener un cuerpo o sustancia dada su configuración, conformación o estructura molecular.

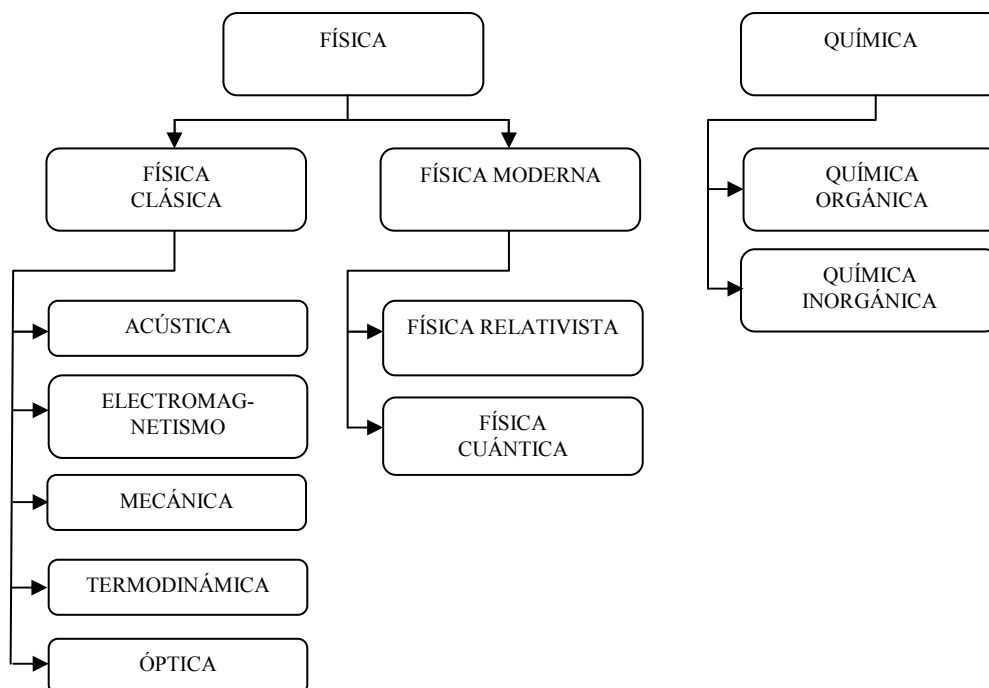
De acuerdo a su etimología proviene del latín “energía” y esta raíz latina proviene de la raíz griega ενεργεια, que significa actividad, eficacia, fuerza o poder. La Real Academia Española (RAE), define el término energía como “eficacia, poder, virtud para obrar” o a la “capacidad para realizar un trabajo” este último más desde un punto de vista físico (RAE, 2011. Ref.: de 11 de diciembre de 2010). Dentro de esta definición citada, la RAE expone varios tipos de energía, entre ellas: atómica, cinética, de ionización, nuclear, potencial y radiante, aunque en su artículo enmendado, como avance de la vigésima tercera edición, redefine estos tipos de energía como: alternativa, atómica, cinética, de ionización, nuclear, potencial y renovable. Sin embargo, para los diferentes sectores dentro de las ramas de la física clásica, física relativista, mecánica cuántica o química esta clasificación no es suficiente.

A.2. Energía de acuerdo a su sistema físico.

La energía de acuerdo a las ciencias físicas y químicas tiene varias definiciones que en suma son complementarias, ya que la energía al ser una magnitud física⁵, (derivada de unidades básicas) se presenta en varias formas y se encuentra involucrada en todos los procesos de cambio, de transformación y de transmisión. Por lo tanto, todo cuerpo posee energía a partir de su movimiento, de su composición química, de su posición en el espacio físico, de su temperatura corporal, de su masa y de acuerdo a otras propiedades que posea el cuerpo o sustancia dentro del universo estudiado.

⁵ Son todas las propiedades medibles en los cuerpos.

De esto, la definición de energía podría ser expuesta desde varios puntos de vista de acuerdo a las clasificaciones y sub-clasificaciones de las ciencias o de las ramas derivadas de la física y de la química (Ver figura A.1).



Fuente para las sub-clasificaciones de la Física: Universidad de Sevilla. Escuela Superior Técnica de Ingeniería (2009). Elaboración Propia.

Figura A.1.- Ramas de la física y química.

Es así que dentro de la física clásica, por ejemplo, vemos diferentes definiciones de energía:

- ❖ En Acústica, se habla de la energía que transmiten o transportan las ondas sonoras.
- ❖ En electromagnetismo, acerca de la energía almacenada en una región o espacio a partir de la presencia de un campo electromagnético.
- ❖ En mecánica, se habla de energía potencial, cinética o de energía elástica, también llamado este último como energía por deformación. La energía potencial se basa en la capacidad que tiene un cuerpo para realizar un trabajo en función, exclusivamente, de su posición o configuración.

Es decir, cuanto más alto esté un cuerpo, mayor energía liberará al ser soltado. La rama de la cinética, es aquella que surge a partir del movimiento de un cuerpo, por lo que mientras más rápido se mueva un cuerpo, mayor energía posee y mayor energía podrá liberar. La energía elástica o por deformación es la energía interna almacenada por un cuerpo a partir de las fuerzas aplicadas en su deformación provocada y, desde luego, su estructura se mantiene bajo campo elástico. Como ejemplo de este último podemos pensar en un resorte comprimido o en un elástico extendido manteniéndolos en esta posición.

❖ En termodinámica, dentro de este campo de la física se habla de la energía interna, el cual abarca principalmente a la primera ley de la termodinámica. Esta Ley expresa que, a partir del principio de equilibrio energético, la energía que entra en un sistema cerrado menos la energía que sale dará un diferencial, energía interna, el cual se habrá quedado atrapado dentro del cuerpo, gas, fluido o sistema en estudio. Dicha energía interna podrá verse reflejado en una o varias variables, sean estos: volumen, presión, temperatura, entalpía o entropía.

❖ En la rama de la óptica, se habla sobre la energía capaz de transmitirse a partir de las radiaciones luminosas.

❖ Ahora bien, dentro del campo de la química usualmente se habla de energía química, que es la energía capaz de ser liberada por las sustancias cuando son quemadas, por lo que nos remite a nuestro estudio que, en consecuencia. En consecuencia, la estructura química cambia y supone la liberación de una energía almacenada internamente a partir de las conexiones o enlaces entre átomos y moléculas.

A.3. Energía de acuerdo a sus fuentes.

Desde un punto económico una fuente de energía es un recurso natural al cual se le asocia una forma de explotarla y poder hacer un uso industrial y económico del mismo. De esto, se ha clasificado a la energía en dos grandes grupos a partir de sus fuentes, los cuales son: renovables y no renovables.

Fuente de energías renovables:

- ❖ Energía eólica, es la cantidad de energía que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento (Moragues y Rapalini, 2003, p.3), y se la obtiene específicamente de los generadores eólicos o también llamados turbinas eólicas.

- ❖ Energía geotérmica, es la energía que puede ser obtenida a partir del calor contenido en el interior de la tierra (Dickson y Fanelli, 2009, p.1).

- ❖ Energía hidráulica, se la obtiene a partir de la caída de agua a cierta altura, el mismo que provoca el movimiento de turbinas, los que a su vez forman parte de un generador eléctrico. (Biotech Energía, p.1).

- ❖ Energía mareomotriz, el cual es generada a partir del fenómeno de las mareas y, por tanto, del desnivel del agua. El agua es encerrada en diques o bahías y luego liberada hacia turbinas generadoras eléctricas.

- ❖ Energía solar, se la obtiene a partir de la utilización de la energía proveniente de los rayos del sol. Existen dos tipos de aprovechamiento, el primero, cuando los rayos del sol son usados para calentar un fluido, aceite o agua directamente, pues su intención es específicamente calentar cualquiera de estos fluidos. El segundo tipo de aprovechamiento de los rayos solares es la generación de energía eléctrica a través de celdas fotovoltaicas las que desprenden electrones a partir de la incidencia solar en dichas placas. (Madrid Solar, 2006, p.11).

- ❖ Biomasa y residuos, el cual se basa en el uso y aprovechamiento de materias orgánicas de origen vegetal o animal; en su aprovechamiento se encierra todo tipos de materiales orgánicos, desde residuos vegetales para su incineración directa o a partir de los residuos urbanos u orgánicos para la producción de biogás (Madrid Solar, 2006, p.12). Algunos estudios, dentro del campo de la biomasa, incluyen a los biocombustibles orientados para el transporte. (Biodisol, 2010). Para nuestro estudio desarrollado en el Apéndice C se hace una distinción entre “biomasa & residuos” y “biocombustibles”.

Fuentes de energías no renovables:

- ❖ Carbón, el cual es utilizado como combustible que al ser quemado genera grandes cantidades de calor y que puede ser conducido hacia la producción de vapor de agua y, de ello, generar energía eléctrica a través de su impacto en turbinas generadoras; o, también, puede ser aprovechado como fuente de calor dentro de procesos industriales.

- ❖ Centrales nucleares, cuya fuente se basa a partir de sus reacciones nucleares por fisión (no fusión). Estos procesos nucleares generan grandes cantidades de calor, a su vez, esta energía térmica es usada para la producción de vapor (proceso termodinámico), el cuál será conducido a mover turbinas para la producción de energía eléctrica.

- ❖ Gas Natural, de igual forma que el carbón, este es usado como fuente de calor propiamente en procesos industriales o para la generación de energía eléctrica.

- ❖ Petróleo, pues es la principal fuente de energía en el mundo por la misma capacidad calorífica que posee (energía química almacenada), así también, por todos los hidrocarburos y derivados que lo conforman, los cuales pueden ser separados para ser aprovechados en múltiples formas.

A.4. Tipos de energía de acuerdo a la industria energética.

Desde el punto de vista del sector energético la energía puede ser vista definida según sus diversas etapas en su disponibilidad, ya que empieza en su producción, pasa por su almacenamiento, transporte y, finalmente, hasta su consumo final. De ahí, que la energía puede existir en la forma de energía primaria, secundaria y energía final o útil.

La energía primaria es aquella que se encuentra disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada, por tanto, consiste en la energía contenida dentro de los combustibles hallados en la naturaleza de manera directa, sean estos: petróleo, gas natural y carbón mineral (OLADE, 2010, p.10). Además, este tipo de energía se corresponde también con otras fuentes que se cuentan al inicio del sistema energético, entre ellas se cuenta a las energías renovables, las mismas que son aprovechadas, por ejemplo: a partir del poder cinético del viento; a partir del poder cinético de ríos o a

través de la capacidad potencial de sus cascadas; del poder calorífico desarrollado y proveniente de fuentes como la biomasa y demás residuos orgánicos; del poder calorífico que se puede desprender de procesos nucleares o, entre otras, de la energía térmica que pueda ser aprovechada del subsuelo.

Por otro lado, la energía secundaria se refiere propiamente a la energía primaria que no puede utilizarse directamente y, para tal fin, tiene que ser procesada para poder ser transportada, almacenada o usada. Por tanto, este tipo de energía procesada es la que se conoce como energía secundaria que, de acuerdo a su situación, podría estar considerada como energía final al poder ser consumida directamente, como por ejemplo, la energía eléctrica. Aunque para el caso del estudio expuesto en el Apéndice C y al ser de difícil cuantificación en sus formas primarias, en el caso de que esta provenga de fuentes renovables o nucleares, su producción eléctrica se vuelve un indicador para esta cuantificación. No obstante, esta energía eléctrica es convertida en unidades térmicas de BTU o TEP, bajo ciertas premisas expuestas más adelante, y así poder contarla como base primaria.

Y en su tercera forma, energía final, es la energía tal como se usa en los puntos de consumo, sea esta como electricidad, calor o como combustible para nuestros transportes y maquinarias (Ibídem). Aunque a veces las energías primarias se convierten directamente en energía final, como el caso del petróleo, el cual también es consumido directamente como combustible.

Por otra parte, las fuentes de energía primarias se encuentran también subclasificadas tanto en energías primarias no-renovables y energías primarias renovables. Las no-renovables son las que se obtienen del petróleo, carbón mineral, gas natural y energía nuclear, aunque esta última se encuentra en entredicho. Las energías primarias renovables son aquellas que provienen de sus fuentes hídricas, eólica, solar y la generada por biomasa y residuos (España. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, 2010, p.2).

Bajo otro punto de vista, de acuerdo al balance energético, la energía primaria podría cuantificarse también a través de la suma de sus consumos finales, de las

pérdidas ocasionadas en su transporte y almacenamiento y, finalmente, de las pérdidas generadas en cualquier proceso de transformación (OLADE 2010, p.10).

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Energía} & = & \text{Energía} & + & \text{Pérdidas de} & + & \text{Pérdidas de} \\ \text{Primaria} & & \text{Final} & & \text{Transporte} & & \text{Transformación} \\ & & & & & & \text{(Pérdidas por eficiencia)} \end{array} \quad (\text{A.1})$$

A.5. Unidades de medición de energía y factores de conversión.

El Consejo Internacional de Pesos y Medidas, conocido por sus siglas en inglés BIPM, ha definido dentro del Sistema Internacional de Medidas al “Julio” como unidad de energía; este mismo se mide como la cantidad de energía requerida para mover un objeto la distancia de un metro, aplicándole una fuerza de un Newton (BIPM, 2010, p.118). Es decir, es una unidad derivada de la fuerza y de la distancia, por tanto:

$$\text{Joule [J.]} = \text{Newton [N]} \times 1.\text{metro [m.]} = \text{N.m} \quad (\text{A.2})$$

Donde:

Newton [N]: Se lo define como la fuerza necesaria para proporcionar a una masa de 1 kg la aceleración de 1m/s^2 . El Newton se lo representa con las unidades $[1 \text{ Kg.m/s}^2]$.

De lo citado anteriormente, un Julio (o Joule) se corresponde con:

$$\text{Joule [J.]} = \text{Kg} \cdot \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot \text{m} = \text{Kg} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{s}^2} \quad (\text{A.3})$$

Desde luego, el uso de la unidad energética Joule es aplicado convencionalmente en el campo mecánico y no en el campo eléctrico, pues es una unidad relativamente pequeña para estas escalas. Por ello, el sector eléctrico toma la convención de expresar a la energía en términos de potencia y tiempo, por tanto, usa como unidad al Kilovatio-hora (Kwh). Para poder llegar a esta expresión, del cual necesariamente se partiría del Joule, se propone el siguiente desarrollo orientativo:

Conocemos a priori que Potencia ⁽⁶⁾ es la cantidad de trabajo que se puede producir en una unidad de tiempo o, es lo mismo, en un segundo, consecuentemente, la unidad de potencia se corresponde con el Watt [W] o Vatio (indiferentemente para el caso eléctrico). Por tanto, 1 Watt es la producción de un Joule por segundo (Ibídem).

$$Watt [W] = \frac{Joule [J]}{segundo [s]} = \frac{J}{s} \quad (A.4)$$

De la expresión A.4 y despejando la unidad Joule [J], se expresa a continuación las unidades de energía a partir de la unidad de potencia Watt.

$$Joule[J] = Watt[W] \cdot segundo [s.] = W \cdot s \quad (A.5)$$

En la expresión A.5 se presenta ahora a la energía en términos de potencia, pero para el mercado eléctrico esta unidad es aún pequeña. Así que se toma esta unidad de energía [W-s] y se la convierte en Kilovatios (Kilowatts) y horas [Kwh] bajo la siguiente metodología:

A partir de la expresión A.5 se multiplica por un factor escalar de 1.000 unidades en ambos lados de la ecuación para no alterarla, previamente, debemos recordar que 1 Kw = 1.000 W y que una hora equivale a 3.600 segundos, por tanto:

$$1.000 \text{ Joule}[J] = 1.000 \text{ Watt } [W] \cdot segundo [s] \quad (A6)$$

$$1.000 \text{ Joule } [J] = 1 \text{ Kw} \cdot segundo [s] \cdot \frac{[1.hr]}{3.600[s]} \quad (A.7)$$

Ahora bien, si despejamos a las unidades 1Kw.1hr (expresado como Kwh) se tiene que es equivalente a 3.600.000 Joule; por tanto, de la expresión (A.7) se tiene finalmente el equivalente energético de:

⁶ Para una mejor distinción entre energía y potencia podemos pensar en el siguiente caso: Dos personas (A y B) deberán levantar cada uno una caja de 50 Kg. de peso en el menor tiempo posible. Ambos al levantar sus respectivas cajas habrán realizado el mismo trabajo o habrán usado la misma cantidad de energía para subirla. Sin embargo, “A” al haberla elevado en un tiempo menor, implica ser mayormente potente (capacidad) que su adversario.

$$1Kwh = 3.600.000,0 \text{ Joules} \quad (A.8)$$

Es importante recalcar que existen otras unidades de energía a partir de otros sistemas de medidas y, por ejemplo, en la Tabla A.1 se muestran diversos factores de conversión entre diversas unidades. Se indica también, por otro lado, que dentro de las estadísticas energéticas se hacen uso de otras unidades de energía a partir de sus mayores magnitudes.

Por ello, para el caso de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), como ejemplo, esta institución ha adoptado por el barril equivalente de petróleo (BEP) como unidad común de medida, unidad que es coherente con el Sistema Internacional de Unidades.

FACTORES DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA		
Nombre	Abreviatura	Equivalencia
1 British Thermal Unit (IT)	BTU	1.055,056 J
1 Caloría (IT)	cal	4,1868 J
1 Caloría grande (Kcal)	Cal	4.186,8 J
1 Kilovatio hora	Kwh	3.600.000 J
Unidades derivadas		
1 Kilovatio hora (*)	Kwh	3.412,14116 BTU

(*) Esta conversión se la ha obtenido a partir de los factores establecidos dentro de esta misma tabla y bajo una eficiencia térmica del 100%. Sin embargo, para la determinación final de Kwh a BTU, las estadísticas energéticas primero realizan la conversión y posteriormente la dividen para un factor de eficiencia térmica según el tipo de instalación energética estudiada. Estos factores de eficiencia se encuentran entre 30% y 55%, lo cual depende, como se dijo anteriormente, del tipo de central y tecnología existente (Ver sección A.6). Fuente de datos: The National Institute of Standards and Technology - NIST (NIST, en línea, ref. de 16 de mayo de 2011). Elaboración Propia.

Tabla A.1.- Factores de conversión por unidad de energía.

Además, la OLADE (2004, p.12), a raíz de haber definido al BEP como unidad de energía, ha generado otras medidas estándares basadas en esta última. En la Tabla A.2 se presentan estas otras transformaciones basadas en el Kilogramo Equivalente de Petróleo, al que le otorga una equivalencia energética de 10.000 Kcal, independientemente de que la cantidad real de energía, contenida en un Kg de petróleo, se encuentre según al tipo de petróleo que se extraiga del subsuelo.

FACTORES DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EN TÉRMINOS DE EQUIVALENCIA DE PETRÓLEO		
Unidad	Factor	Unidad Equivalente
1 BEP	0,138780	TEP
1 BEP	5.524.860,00	BTU
1 KEP	39.810,22	BTU
1 TEP	7,205649	BEP
1 TEP	39.810.220,00	BTU
1 TEP	10.000.000.000,00	cal
1 TEP	41.840.000.000,00	J
1 TEP	10.000.000,00	Kcal
1 TEP	1.000,0	KEP

BEP: Barril Equivalente de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; J: Joule; KEP: Kilogramos Equivalentes de Petróleo; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Fuente: OLADE (2004, p.12). Elaboración Propia.

Tabla A.2.- Factores de equivalencias energéticas.

A.6. Factores de eficiencia térmica en instalaciones termoeléctricas.

En las centrales termoeléctricas el principio de generación eléctrica consiste en utilizar el calor liberado por los combustibles quemados y, de ello, generar vapor de agua el que a su vez procederá a mover a las turbinas generadoras. En todo caso, el vapor producirá primero trabajo mecánico que, a través de la transmisión de este movimiento hacia el generador eléctrico, generará la consecuente energía eléctrica.

A partir de la segunda ley de la termodinámica se conoce la imposibilidad de convertir el 100% de la energía liberada (por los combustibles utilizados) en trabajo útil; existe por tanto una pérdida energética irreversible y una contraparte llamada eficiencia energética. Por lo tanto, el concepto de eficiencia térmica se define a partir de este principio como la relación entre el trabajo útil producido por un sistema y la cantidad de calor que ingresa al mismo. Según esto último, la energía se la define también a partir de la siguiente expresión:

$$E_t = \frac{\Delta W}{\Delta Q} \times 100\% \quad A.9$$

Donde:

ΔW : Es el trabajo útil generado por el sistema.

ΔQ : Es la cantidad de calor entregado al sistema a través de los combustibles utilizados.

E_t : Es la eficiencia obtenida a partir de la energía entrante y saliente o, lo que es lo mismo, es la relación entre energía generada (trabajo

realizado) sobre el total de energía recibida (contenida en los combustibles).

Para el caso de conocer la cantidad de energía producida; un dato normalmente medible en sistemas eléctricos y estipulado bajo las unidades de Kwh; y al conocer también la eficiencia de la central termoeléctrica, un dato estimado según el tipo de central termoeléctrica; se podría por tanto determinar la cantidad de energía inicial, térmica, o primaria que se requirió. De la expresión A.9 y despejando ΔQ se plantea la siguiente expresión:

$$\Delta Q = \frac{\Delta W}{E_t} \times 100\% \quad \text{A.10}$$

Por su parte, la Tabla A.3 plantea diversas eficiencias típicas de centrales termoeléctricas.

Tipo de central	Combustible	Eficiencia (%)
Motores combustión interna	Fuel Oil	35%
Motores combustión interna	Diesel	30%
Turbinas a gas	Diesel	40%
Turbinas a gas	Gas Natural	45%
Turbinas a vapor	Fuel Oil	45%
Turbinas a vapor	Diesel	40%
Turbinas a vapor	Carbón mineral	40%
Turbinas con ciclo combinado	Gas Natural	55%

Fuente de donde se obtuvo la presente tabla: OLADE (2004, p.14). Nota: Para el caso de centrales hidroeléctricas, eólica, solar, mareomotriz, geotérmica, aunque no se utiliza energía térmica (proveniente de quema de combustible) como fuente de energía primaria, las estadísticas asumen cierta eficiencia, normalmente entre 30% y 40% para poder realizar un equivalente a estos procesos termoeléctricos. De esta forma se puede estimar la cantidad de energía primaria referencial y posteriormente generar las matrices energéticas. De aquí que pueden ser expresadas unidades de Kwh a “BTU o TEP”. Este tratamiento permite poder sumar las diferentes energías primarias consumidas al estar bajo una misma unidad.

Tabla A.3.- Eficiencias típicas de centrales termoeléctricas.

A.7. Capacidades caloríficas por tipo de combustible.

Cada país y región en el mundo tienen sus propias tablas de factores de conversión de unidades másicas a energéticas. Estos factores normalmente son actualizados de forma periódica en función del tipo, la calidad y composición de sus combustibles, de esta forma se puede conocer la cantidad de energía almacenada a partir del volumen, masa o flujo másico de cada uno de estos combustibles.

Es así, por ejemplo, que la US-EIA (en línea-e), presenta mensualmente la cantidad de energía térmica por unidad de volumen de sus diferentes combustibles o sustancias derivadas. Por ello, dentro de estas tablas se puede ver también los datos históricos anuales de cada una de estas sustancias, sin embargo, la Organización de Energía Latinoamericana, en su guía M-5, en su Tabla 9 (OLADE 2004, p.12), presenta por cada país latinoamericano los factores de conversión de unidades volumétricas a unidades energéticas por cada combustible.

A.8. Conversión de unidades másicas y volumétricas.

Para esta última parte, previamente, planteamos los prefijos numéricos normalizados por el Sistema Internacional de Unidades y que, comúnmente, son usados dentro de las estadísticas energéticas. Por tanto, se detallan a continuación:

Factor	Detalle numérico	Prefijo	Símbolo
10^{15}	1.000.000.000.000.000	Peta	P
10^{12}	1.000.000.000.000	Tera	T
10^9	1.000.000.000	Giga	G
10^6	1.000.000	Mega	M
10^3	1.000	Kilo	k
10^2	100	Hecto	h
10^1	10	Deca	da

Fuente: Sistema Internacional de Unidades. (BIPM, 2010, p.121).

Tabla A.4.- Prefijos numéricos normalizados.

Además, para poder presentar información homogénea a partir de los múltiples trabajos y estadísticas energéticas consultadas, las que se encuentran en diferentes unidades, se exponen en esta sección ciertos factores complementarios de conversión para volumen y masa. Estos factores son tomados como base dentro de cualquier transformación que se haya realizado en esta tesis.

Factores de conversión volumétricos			
1 Barril americano[bbl]	=	42,00	Galones americanos
1 Barril americano[bbl]	=	158,9873	Litros
1 Barril americano[bbl]	=	0,1589873	Metros cúbicos
1 Galón americano	=	3,785412	Litros
1 Metro cúbico [m ³]	=	35,3147	Pies cúbicos
1 Metro cúbico [m ³]	=	6,2898	Barriles americanos
1 Metro cúbico [m ³]	=	1.000,00	Litros

Fuente: The National Institute of Standards and Technology. NIST (en línea, Ref. 16 de mayo de 2011).

Tabla A.5.- Factores de conversión volumétrico.

Factores de conversión másicos			
1 Kilogramo [Kg.]	=	2,20462	Libras [Lb]
1 Tonelada métrica [Ton]	=	1.000,00	Kilogramos
1 Tonelada métrica [Ton]	=	2.204,62	Libras
1 Tonelada métrica [Ton]	=	1,10231	Toneladas cortas
1 Tonelada métrica [Ton]	=	0,98421	Toneladas largas

Fuente: The National Institute of Standards and Technology. NIST (en línea, Ref. 16 de mayo de 2011).

Tabla A.6.- Factores de conversión másico.

A.9. Conclusiones del Apéndice A.

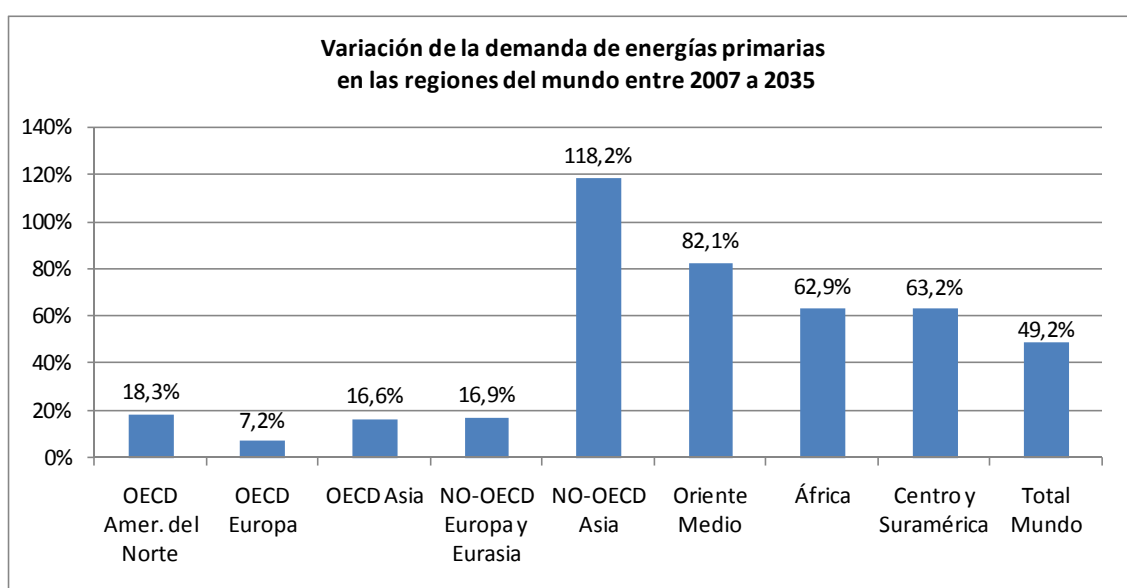
En términos generales, la energía aunque en principio va relacionada con la idea de la capacidad que se tiene para realizarse un trabajo, o también, con aquella capacidad para poner en movimiento algo, su concepto va mucho más allá y depende del punto vista con que se la evalúe, sea en el plano físico, químico o económico. Sin embargo, lo que es seguro, dentro de nuestro universo “planeta Tierra”, es que la energía es el motor de toda actividad económica y que el accionar de los pueblos depende de ella. A través de esta sección, por tanto, se intento exponer el concepto de energía, su interpretación en función a su campo de estudio y los diferentes factores para su conversión hacia otras unidades. Y, por último, queda expresar que la base para la creación de este Apéndice es que la lectura global de este trabajo sea uno más comprensible y aclaratorio.

APÉNDICE B.

B. CONSUMO DE ENERGÍAS PRIMARIAS A NIVEL MUNDIAL, COMPORTAMIENTO Y PROYECCIÓN.

B.1. Demanda mundial de energía primaria.

De acuerdo al informe “International Energy Outlook 2010”, conocido por su abreviatura IEO-2010 y publicada por la U.S. Energy Information Administration, predice que el consumo mundial de energías primarias aumentará en un 49,2% con respecto al año 2007. La mayor tasa de crecimiento se daría en los países NO-OECD de Asia, en cuyo grupo se encuentra China e India; posteriormente, le sigue Medio Oriente, Centro & Suramérica y, finalmente, África (US-EIA, 2010a, p.145). Ver figura B.1.

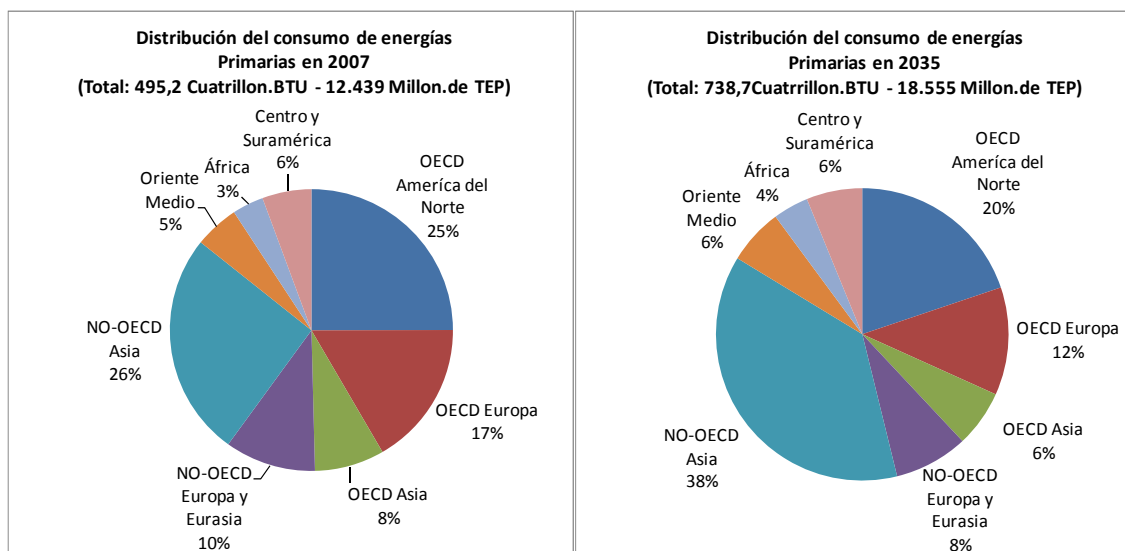


Fuente: Los datos para el cálculo de variación fueron obtenidos de la IEO-2010. Elaboración Propia.

Figura B.1.- Variación de la demanda de energías por regiones entre 2007 y 2035.

Pero más allá de estas variaciones se aprecia que, para el año 2007, se tenía un consumo de 495,2 Cuatrillones de BTU ($495,2 \times 10^{15}$ BTU), equivalentes a 12.439,0 Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo ($12.439,0 \times 10^6$ TEP). Dentro de estas cifras los países de la OECD-América del Norte (Estados Unidos, Canadá y México) ocuparon el primer puesto con una participación del 25% dentro del consumo mundial. A su vez, dentro de este grupo, EE.UU abarcó el mayor consumo con una porción de 4/5 del grupo y, de acuerdo a las proyecciones del informe, hacia el año 2035, se mantendría esta posición. En este sentido, por motivos del desarrollo y crecimiento económico que tendrán los países en general y, sobre todo, los países de la NO-OECD Asia, este último grupo ocuparía el primer lugar con un 38% del consumo de energías primarias dentro del total mundial hacia el año 2035.

Por tanto, para aquel futuro previsto, el grupo NO-OECD Asia desplazaría al grupo OECD América del Norte a un segundo puesto, grupo último que consumiría un 20% del total mundial. Ver figura B.2.



BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [Peta]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: Los datos respectivos a Cuatrillones de BTU fueron obtenidos de (US-EIA, 2010a, p. 145, Tabla A.1). Nota 02: Los datos correspondientes a TEP, fueron convertidos a partir del factor de conversión de $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expuesto en el Apéndice A. Elaboración: Propia.

Figura B.2.- Distribución mundial del consumo energético por regiones: 2007 y 2035.

A partir del consumo realizado por el grupo NO-OECD Asia (127,1 Cuatrillones de BTU - 3.192,6 Millones de TEP), en el 2007, se puede ver como China abarcó el 61% del consumo e India el 16%. Y para el 2035, la cuota de China pasaría al 65,6% e India al 13,6% (US-EIA, 2010a, p.145). En términos generales, hacia el 2035, el grupo NO-OECD Asia consumiría un total de 277,3 Cuatrillones de BTU ($277,3 \times 10^{15}$ BTU) o, lo que es lo mismo, un total de 6.965,5 Millones de TEP ($6.965,5 \times 10^6$ TEP). La Tabla B.1 presenta los datos de consumo energético mundial por regiones a manera comparativa entre el 2007 y las proyecciones previstas para el 2035, según este informe.

En dicha Tabla B.1 se puede apreciar como la menor variación, al 2035, la tendrían los países de la OECD-Europa, aunque su consumo se hallaría entorno a los 88,2 Cuatrillones de BTU (2.215,5 millones de TEP), lo que implica que abarcaría el 11,9% del total mundial consumido, por lo que representaría aún el tercer mayor grupo. Los grupos con mayor variación en el consumo energético, entre 2007 y 2035, serían los NO-OECD Asia con un 118,2% en su crecimiento y, Oriente medio, con el 82,1%

de incremento en el consumo. Según este informe la variación en el consumo energético para la región de “Centro & Suramérica” sería del 63,2%, aunque los estudios propios adjuntos en el Apéndice C difieren de este dato y pone esta variación en un 120% con respecto al año 2007, es decir, en más del doble.

REGIONES	Unidades	2007	2035	Variación %
OECD América del Norte	Cuatrillones BTU	123,7	146,3	18,3%
	Millones TEP	3.107,2	3.674,9	
OECD Europa	Cuatrillones BTU	82,3	88,2	7,2%
	Millones TEP	2.067,3	2.215,5	
OECD Asia	Cuatrillones BTU	39,7	46,3	16,6%
	Millones TEP	997,2	1.163,0	
NO-OECD Europa y Eurasia	Cuatrillones BTU	51,5	60,2	16,9%
	Millones TEP	1.293,6	1.512,2	
NO-OECD Asia	Cuatrillones BTU	127,1	277,3	118,2%
	Millones TEP	3.192,6	6.965,5	
Oriente Medio	Cuatrillones BTU	25,1	45,7	82,1%
	Millones TEP	630,5	1.147,9	
África	Cuatrillones BTU	17,8	29	62,9%
	Millones TEP	447,1	728,5	
Centro y Suramérica	Cuatrillones BTU	28	45,7	63,2%
	Millones TEP	703,3	1.147,9	
Total Mundo	Cuatrillones BTU	495,2	738,7	49,2%
	Millones TEP	12.439,0	18.555,5	

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: Los datos respectivos a Cuatrillones de BTU, fueron obtenidos de US-EIA (2010a, p. 145, Tabla A.1). Nota 02: Los datos correspondientes a TEP, fueron convertidos a partir del factor de conversión de 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expuesto en el Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla B.1.- Consumo energético regional para 2007 y 2035.

Cabe indicar que del total de energías consumidas a nivel mundial, de acuerdo a datos del año 2007, el 3,9% se corresponde con energías renovables No-hidroeléctricas, la que involucra a su vez a las energías: eólica, geotérmica, solar, mareomotriz, por biomasa y residuos, e hidrógeno líquido, mientras que para el 2035 estas energías renovables representarían el 6,3% del total consumido.

En cuanto a energía hidroeléctrica, también energía renovable pero excluida del grupo anterior por sus importantes cifras dentro del total, se señala que representó para el 2007 un 6% del total energético consumido, mientras que para el 2035 esta participación será del 7,2% a partir de su desarrollo, sobre todo en los países de la NO-OECD Asia. Por su parte, la Tabla B.2 nos indica las cantidades energéticas consumidas y sus proyecciones a partir de las energías renovables no-hidroeléctricas e

hidroeléctricas, estos valores se encuentran en unidades térmicas de BTU y en TEP. En esta tabla se aprecia como la energía hidroeléctrica variará en un 79,2% y las energías renovables no-hidroeléctricas variarán en un significativo 143,5%, a pesar de ello, estas últimas solo llegarán a representar un 6,3% del total energético consumido como se lo expresó anteriormente. En general, el total de las renovables (hidroeléctricas y no hidroeléctricas) representaron en el año 2007 el 9,9% del total de energías consumidas y, para el 2035, éstas representarán el 13,5%.

Consumo de energías renovables a nivel mundial: Cuatrillones de BTU				
Tipo de energía	2005	2006	2007	2035
Consumo de energía mundial (1)	472,70	483,10	495,20	738,7
Energía hidroeléctrica (2)	28,94	29,75	29,56	52,96
% del consumo mundial energético.	6,1%	6,2%	6,0%	7,2%
Energía renovable no-hidroeléctrica (3)	17,26	18,15	19,24	46,84
% del consumo mundial energético.	3,7%	3,8%	3,9%	6,3%

Consumo de energías renovables a nivel mundial: Millones de TEP				
Tipo de energía	2005	2006	2007	2035
Consumo de energía mundial	11.873,8	12.135,1	12.439,0	18.555,5
Energía hidroeléctrica	726,9	747,3	742,5	1.330,2
% del consumo mundial energético.	6,1%	6,2%	6,0%	7,2%
Energía renovable no-hidroeléctrica	433,6	455,9	483,3	1.176,7
% del consumo mundial energético.	3,7%	3,8%	3,9%	6,3%

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. (1) Datos obtenidos de (US-EIA 2010a, p. 145, Tabla A.1). (2) Los datos históricos 2005, 2006, 2007 fueron obtenidos en BTU de US-EIA (en línea, ref.: de 18 de marzo de 2011), donde consumo igual generación. El dato de 2035 fue obtenidos de US-EIA (2010a, p.286), donde generación igual a consumo y convertido a BTU a partir del factor de conversión $1 \text{Kwh} = 3.412,14$; posteriormente, fue dividido para una eficiencia termoeléctrica del 35% todo esto de acuerdo a Apéndice A⁷. (3) Energías renovables no-hidroeléctricas, determinado a partir de US-EIA (2010a, p. 154, Tabla A.9) y cuyo valor es restado de (2) dentro de la tabla. Elaboración propia.

Tabla B.2.- Porcentaje de energías renovables no-hidroeléctrica e hidroeléctrica sobre el total de consumo energético mundial: Años 2005, 2006, 2007 y 2035.

Por otro lado, si quisiéramos realizar un breve análisis del consumo energético, en los principales países del mundo, de acuerdo a la cantidad energética consumida y dentro del cual sólo se consideraría a las energías: (i) líquidos petróleo⁽⁸⁾, (ii) carbón mineral, (iii) gas natural, (iv) energía nuclear e (v) hidroelectricidad, del cual hacemos a un lado al resto de energías renovables, por tanto, haríamos uso de las BP Statistical Review of World Energy (BP, en línea). A partir de las estadísticas mencionadas se

⁷ El criterio de igualdad para generación y consumo, el cual se da sólo en energías renovables no hidroeléctricas, se toma a partir de lo observado en las estadísticas de la US-IEA (en línea, ref. última de 18 de mayo de 2011).

⁸ Los líquidos petróleo incluye: biocombustibles como etanol y biodiesel, además incluye petróleo consumido como combustibles y pérdidas por refinamiento, petróleo bituminoso (shale oil), arenas petrolíferas (sand oil), gases licuados de petróleo a partir de plantas de procesos, derivados, y ganancias a través de refinamientos.

observa como trece países, entre ellos, Estados Unidos, China, Federación de Rusia, India, Japón, Canadá, Alemania, Francia, Corea del Sur, Irán, Reino Unido y Arabia Saudita, pues llegan a consumir el 70% de la energía primaria mundial según datos del 2009. A su vez, Estados Unidos participa con el 19,54% del total consumido; mientras tanto, le sigue: China (19,50%), Rusia (5,69%), India (4,20%) y Japón (4,16%). La Tabla B.3 nos indica una lista de países mayormente consumidores.

#	PAÍS	Consumo energético: Año 2009			
		Millones TEP	Cuadrill. BTU	% del total de consumo	Suma %
1	US	2.182,03	86,87	19,54%	19,5%
2	China	2.177,02	86,67	19,50%	39,0%
3	Russian	635,30	25,29	5,69%	44,7%
4	India	468,85	18,67	4,20%	48,9%
5	Japan	463,91	18,47	4,16%	53,1%
6	Canada	319,19	12,71	2,86%	55,9%
7	Germany	289,78	11,54	2,60%	58,5%
8	France	241,91	9,63	2,17%	60,7%
9	South Korea	237,48	9,45	2,13%	62,8%
10	Brazil	225,72	8,99	2,02%	64,9%
11	Iran	204,79	8,15	1,83%	66,7%
12	United Kingdom	198,87	7,92	1,78%	68,5%
13	Saudi Arabia	191,53	7,62	1,72%	70,2%
14	Italy	163,39	6,50	1,46%	71,7%
15	Mexico	163,18	6,50	1,46%	73,1%
16	Spain	132,60	5,28	1,19%	74,3%
17	Indonesia	128,19	5,10	1,15%	75,5%
18	South Africa	126,77	5,05	1,14%	76,6%
19	Australia	119,23	4,75	1,07%	77,7%
20	Other Africa	118,12	4,70	1,06%	78,7%
21	Ukraine	112,53	4,48	1,01%	79,7%
22	Taiwan	105,72	4,21	0,95%	80,7%
23	Thailand	95,12	3,79	0,85%	81,5%
24	Netherlands	93,27	3,71	0,84%	82,4%
25	Turkey	93,01	3,70	0,83%	83,2%
26	Poland	92,33	3,68	0,83%	84,0%
27	Egypt	76,26	3,04	0,68%	84,7%
28	U. Arab Emirates	74,99	2,99	0,67%	85,4%
29	Venezuela	73,61	2,93	0,66%	86,0%
30	Argentina	73,31	2,92	0,66%	86,7%
31	Belgium&Lux.	69,42	2,76	0,62%	87,3%
32	Pakistan	65,85	2,62	0,59%	87,9%
33	Kazakhstan	64,41	2,56	0,58%	88,5%
34	Singapore	60,76	2,42	0,54%	89,0%
35	Malaysia	55,69	2,22	0,50%	89,5%
36	Uzbekistan	51,52	2,05	0,46%	90,0%
37	Sweden	43,17	1,72	0,39%	90,4%
38	Norway	42,53	1,69	0,38%	90,7%
39	Algeria	39,66	1,58	0,36%	91,1%
40	Czech Republic	39,62	1,58	0,35%	91,5%
41	Romania	34,56	1,38	0,31%	91,8%
42	Greece	32,71	1,30	0,29%	92,1%
43	Austria	32,02	1,27	0,29%	92,3%
44	Kuwait	31,25	1,24	0,28%	92,6%
45	Switzerland	29,40	1,17	0,26%	92,9%
46	Colombia	29,04	1,16	0,26%	93,2%
47	Chile	28,05	1,12	0,25%	93,4%
48	Qatar	27,20	1,08	0,24%	93,6%
49	Finland	25,01	1,00	0,22%	93,9%
50	Philippines	24,16	0,96	0,22%	94,1%
51	Belarus	23,91	0,95	0,21%	94,3%
52	Hong Kong SAR	23,89	0,95	0,21%	94,5%
53	Turkmenistan	23,02	0,92	0,21%	94,7%
54	Bangladesh	22,95	0,91	0,21%	94,9%
55	Hungary	22,41	0,89	0,20%	95,1%
56	Portugal	22,32	0,89	0,20%	95,3%
57	New Zealand	17,61	0,70	0,16%	95,5%
58	Bulgaria	17,38	0,69	0,16%	95,6%
59	Slovakia	16,81	0,67	0,15%	95,8%
60	Peru	16,64	0,66	0,15%	95,9%
61	Denmark	16,15	0,64	0,14%	96,1%
62	Rep.of Ireland	13,89	0,55	0,12%	96,2%
63	Ecuador	12,40	0,49	0,11%	96,3%
64	Azerbaijan	10,24	0,41	0,09%	96,4%
65	Lithuania	8,23	0,33	0,07%	96,5%
66	Iceland	3,90	0,16	0,03%	96,5%
67	Otros	388,52	15,47	3,48%	100,0%
Total World		11.164,3	444,45		

Datos obtenidos a partir de BP (en línea, ref.: de 07 de enero de 2011). TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuadrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Elaboración Propia.

Tabla B.3.- Ranking de países por consumo de energía y consumo acumulado.

La Tabla B.4 nos indica el consumo energético por región geográfica y de acuerdo a datos del 2009. En ella se observa que la región “Asia-Pacífico” consumió el 37,1% del total global, posteriormente está la región de “Europa & Eurasia” con una participación del 24,8%; luego se encontró Norte América (23,9%), Oriente medio (5,9%), la región conjunta de “Centro, Suramérica y países del Caribe” (posteriormente

llamado simplemente “Centro & Suramérica”) con el 5% y, finalmente, África con el 3,2%.

PAÍS-REGIÓN (Año 2009)	Millones de TEP	Cuatrill. de BTU	%.Cons. de región	%.Cons. Mundial
Norte América	2.664,4	106,1	100,0%	23,9%
US	2.182,0	86,9	81,9%	
Canada	319,2	12,7	12,0%	
Mexico	163,2	6,5	6,1%	
Centro&Suramérica (1)	562,9	22,4	100,0%	5,0%
Brazil	225,7	9,0	40,1%	
Venezuela	73,6	2,9	13,1%	
Argentina	73,3	2,9	13,0%	
Europe & Eurasia (2)	2.770,0	110,3	100,0%	24,8%
Russian Federation	635,3	25,3	22,9%	
Germany	289,8	11,5	10,5%	
France	241,9	9,6	8,7%	
United Kingdom	198,9	7,9	7,2%	
Italy	163,4	6,5	5,9%	
Middle East (1)	659,0	26,2	100,0%	5,9%
Iran	204,8	8,2	31,1%	
Saudi Arabia	191,5	7,6	29,1%	
United Arab Emirates	75,0	3,0	11,4%	
Africa (1)	360,8	14,4	100,0%	3,2%
South Africa	126,8	5,0	35,1%	
Egypt	76,3	3,0	21,1%	
Algeria	39,7	1,6	11,0%	
Asia-Pacific (2)	4.147,2	165,1	100,0%	37,1%
China	2.177,0	86,7	52,5%	
India	468,9	18,7	11,3%	
Japan	463,9	18,5	11,2%	
South Korea	237,5	9,5	5,7%	
New Zealand	17,6	0,7	0,4%	
Total World	11.164,3	444,5	100,0%	

Datos obtenidos a partir de BP Statistical Review of World Energy. (BP en línea) Ref.: de 07 de enero de 2011. BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. (1) Los Países listados dentro de la región son aquellos que tienen un consumo mayor a 10 Cuatrillones de BTU (251,2 Millones de TEP). (2) Los Países listados dentro de la región son aquellos que tienen un consumo mayor a 5 Cuatrillones de BTU (125,6 Millones de TEP). Elaboración propia.

Tabla B.4.- Ranking de países por consumo de energía y por región al 2009.

En esta misma Tabla B.4 se puede observar como dentro del grupo “Asia-Pacífico” los países de China, Japón, Corea del Sur y Nueva Zelanda participan con el 81,1% del consumo total de esta región. Para el caso de “Europa & Eurasia” los países

de Rusia, Alemania, Francia, Reino Unido e Italia cubren el 55,2% del total del grupo. Para la región de Oriente Medio, los países de Irán, Arabia Saudita y Emiratos Árabes representan el 71,5% de su consumo regional. Dentro de la región de “Centro & Suramérica”, los países correspondientes a Brasil, Venezuela y Argentina cubren el 66,2%, y si involucráramos también el consumo realizado por Colombia, Chile, Perú y Ecuador, el porcentaje de consumo de estos países dentro de la región mencionada abarca el 81,5%. Finalmente, el consumo de Sudáfrica, Egipto y Argelia representaron, para el 2009, el 67,3% del consumo regional correspondiente al total del continente Africano.

Luego del análisis de los datos y de la información mostrada en las dos últimas tablas mencionadas podemos expresar que países como China, India, Brasil y México se encuentran entre los 15 mayores consumidores de energía a nivel mundial; pero, a pesar de ello, no son los mayores consumidores energéticos per-cápita en el mundo. Como lo expresa el Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID, 2010, p.22), el consumo de energía per-cápita de los países de No-OCDE Asia, es bajo, mucho menor que el de la media mundial. La Tabla B.5 señala que los países de Qatar, Emiratos Árabes, Islandia, Singapur, Kuwait, Canadá, Noruega, Arabia Saudita, Estados Unidos y “Bélgica & Luxemburgo”, para el 2009, se presentaron como los diez países que encabezan la lista.

Es así, que para el caso de China, este país se encontró en el puesto 49avo dentro del ranking del consumo per cápita. Entre otros países figura México en un 51avo puesto, Brasil en un 55avo puesto e India en un 62avo puesto. Existen países, sin embargo, que han mejorado su eficiencia energética reduciendo esta tasa, es así como en la tabla señalada, Tabla B.5, se puede ver los promedios históricos en varios períodos en los últimos 20 años.

Los países que han realizado un pequeño mejoramiento de esta tasa y que han logrado reducciones en el rango [-5% y 0%), entre los períodos (1990-94) y (2005-09), son: Qatar, Estados Unidos, Nueva Zelanda, República Checa, Eslovaquia y Bulgaria. Los países que han logrado reducciones entre el [-10% y -5%), son: Emiratos Árabes, Kazakstán, Suiza, Alemania, Reino Unido, Polonia y Colombia.

#	PAÍS	TEP per Cápita					Millones de BTU per Cápita				
		Promedio por Período				Año 2009	Promedio por Período				Año 2009
		1990-94	1995-99	2000-04	2005-09		1990-94	1995-99	2000-04	2005-09	
1	Qatar	22,64	26,34	20,03	22,05	19,30	901,2	1048,4	797,6	877,9	768,3
2	U. Arab Emirates	16,37	15,44	13,57	15,28	16,31	651,6	614,7	540,3	608,3	649,2
3	Iceland	6,64	7,67	8,89	10,57	12,21	264,3	305,2	353,8	420,9	486,1
4	Singapore	8,19	8,82	9,61	11,81	12,18	326,2	351,1	382,6	470,1	485,0
5	Kuwait	5,17	8,44	9,74	10,70	11,18	205,6	336,2	387,7	425,8	445,2
6	Canada	9,09	9,53	9,69	9,85	9,46	362,0	379,5	385,9	392,1	376,6
7	Norway	8,93	9,03	9,13	9,34	8,81	355,7	359,5	363,5	371,8	350,8
8	Saudi Arabia	5,37	5,50	6,00	7,10	7,54	213,9	219,0	238,8	282,6	300,3
9	US	7,81	8,06	7,99	7,64	7,11	311,1	320,8	318,0	304,2	282,9
10	Belgium&Lux.	5,28	5,68	6,17	6,44	6,15	210,3	226,1	245,5	256,3	244,8
11	Netherlands	5,27	5,49	5,62	5,82	5,64	209,9	218,6	223,7	231,7	224,6
12	Australia	5,09	5,49	5,66	5,69	5,45	202,6	218,6	225,4	226,6	217,0
13	South Korea	2,58	3,61	4,23	4,75	4,87	102,6	143,7	168,6	189,1	193,9
14	Finland	4,67	4,82	5,25	5,03	4,68	186,1	191,9	209,1	200,2	186,5
15	Sweden	5,81	5,71	5,46	5,19	4,64	231,3	227,3	217,4	206,4	184,7
16	Taiwan	2,68	3,44	4,39	4,79	4,57	106,7	137,1	174,9	190,7	182,0
17	Turkmenistan	3,31	2,73	3,43	4,42	4,51	131,8	108,7	136,6	176,1	179,4
18	Russia	5,35	4,22	4,35	4,65	4,48	213,0	168,0	173,3	185,1	178,3
19	New Zealand	4,38	4,53	4,57	4,22	4,08	174,4	180,5	182,0	168,1	162,4
20	Kazakhstan	4,22	2,74	3,04	3,98	4,05	167,8	109,2	121,2	158,5	161,4
21	France	4,00	4,18	4,31	4,11	3,86	159,1	166,4	171,7	163,7	153,8
22	Austria	3,59	3,83	4,06	3,92	3,83	143,0	152,3	161,7	156,0	152,4
23	Switzerland	4,06	4,00	4,03	3,78	3,80	161,7	159,4	160,3	150,6	151,4
24	Czech Republic	4,16	3,97	4,13	4,13	3,78	165,5	157,9	164,5	164,3	150,4
25	Japan	3,64	3,95	4,00	3,96	3,64	144,8	157,2	159,2	157,6	144,8
26	Germany	4,19	4,08	4,01	3,80	3,54	166,8	162,6	159,8	151,1	140,9
27	Hong Kong SAR	2,33	2,43	3,03	3,49	3,41	92,8	96,9	120,7	139,0	135,8
28	United Kingdom	3,72	3,78	3,77	3,52	3,22	148,0	150,3	149,9	140,0	128,0
29	Rep. of Ireland	2,58	3,12	3,62	3,43	3,12	102,5	124,2	144,0	136,6	124,2
30	Slovakia	3,42	3,23	3,38	3,31	3,10	136,3	128,8	134,7	131,7	123,5
31	Denmark	3,64	4,04	3,49	3,23	2,92	144,9	160,8	138,9	128,7	116,3
32	Greece	2,41	2,60	2,97	3,04	2,90	96,0	103,4	118,2	121,0	115,4
33	Spain	2,40	2,81	3,29	3,22	2,89	95,4	111,7	130,8	128,2	114,9
34	Iran	1,36	1,70	2,10	2,67	2,81	54,0	67,6	83,6	106,2	111,8
35	Italy	2,74	2,90	3,09	2,98	2,71	108,9	115,5	123,1	118,5	108,0
36	Venezuela	2,41	2,61	2,52	2,66	2,59	96,1	103,7	100,2	105,8	103,2
37	South Africa	2,46	2,59	2,47	2,59	2,57	97,8	103,0	98,4	103,2	102,3
38	Belarus	3,22	2,14	2,21	2,53	2,47	128,1	85,4	88,0	100,7	98,5
39	Lithuania	3,30	2,39	2,42	2,49	2,46	131,4	95,2	96,3	99,2	98,1
40	Ukraine	4,10	2,72	2,79	2,81	2,45	163,3	108,3	111,2	111,8	97,4
41	Poland	2,58	2,49	2,32	2,45	2,42	102,9	99,1	92,3	97,5	96,4
42	Bulgaria	2,59	2,53	2,39	2,54	2,29	103,2	100,7	95,1	101,1	91,2
43	Hungary	2,35	2,31	2,33	2,43	2,24	93,6	92,2	92,9	96,6	89,0
44	Portugal	1,70	2,08	2,41	2,23	2,10	67,7	82,9	95,9	88,7	83,6
45	Malaysia	1,46	1,69	2,02	2,19	2,03	58,0	67,2	80,5	87,2	80,7
46	Uzbekistan	2,19	2,07	2,03	1,81	1,86	87,1	82,4	81,0	71,9	73,9
47	Argentina	1,39	1,57	1,55	1,81	1,82	55,5	62,5	61,6	72,1	72,5
48	Chile	1,05	1,40	1,58	1,72	1,65	41,6	55,5	62,8	68,4	65,8
49	China	0,65	0,76	0,89	1,42	1,64	26,1	30,4	35,3	56,4	65,1
50	Romania	2,20	1,95	1,73	1,77	1,61	87,5	77,7	68,8	70,6	64,1
51	Mexico	1,26	1,33	1,41	1,53	1,52	50,1	53,0	56,1	61,0	60,5
52	Thailand	0,65	0,98	1,15	1,38	1,40	26,0	39,2	46,0	54,9	55,9
53	Turkey	0,89	1,07	1,13	1,32	1,24	35,6	42,7	45,1	52,5	49,5
54	Azerbaijan	2,55	1,49	1,42	1,45	1,17	101,7	59,2	56,4	57,7	46,4
55	Brazil	0,86	0,99	1,03	1,13	1,17	34,1	39,5	41,1	45,1	46,4
56	Algeria	1,04	0,94	0,92	1,06	1,14	41,4	37,6	36,8	42,1	45,3
57	Egypt	0,58	0,64	0,75	0,87	0,92	23,1	25,4	29,7	34,6	36,6
58	Ecuador	0,58	0,65	0,63	0,84	0,91	23,1	26,0	25,1	33,4	36,2
59	Colombia	0,69	0,71	0,62	0,65	0,64	27,5	28,3	24,6	25,9	25,3
60	Peru	0,40	0,45	0,44	0,51	0,57	15,8	18,0	17,7	20,4	22,7
61	Indonesia	0,34	0,42	0,50	0,54	0,56	13,4	16,9	20,0	21,5	22,2
62	India	0,23	0,27	0,30	0,37	0,41	9,0	10,7	11,8	14,6	16,2
63	Pakistan	0,28	0,31	0,34	0,39	0,39	11,0	12,4	13,5	15,5	15,4
64	Philippines	0,24	0,30	0,29	0,28	0,26	9,4	11,9	11,7	11,0	10,5
65	Bangladesh	0,06	0,08	0,10	0,13	0,14	2,4	3,1	4,0	5,1	5,6
Total World		1,51	1,51	1,54	1,66	1,65	59,9	60,1	61,5	66,1	65,6

Fuentes: Para datos de energía en TEP: BP Statistical Review of World Energy (BP en línea). Ref.: de 15 de enero de 2011. Datos de población: Banco Mundial (en línea). Ref.: de 15 de enero de 2011. Conversión de TEP a BTU establecido en Anexo A. Elaboración propia.

Tabla B.5.- Consumo de energía per-cápita por países.

Para los logros cuya reducción estuvieron entre el [-20% y -10%), entre los períodos indicados, se encuentra: Suecia, Rusia, Dinamarca, Uzbekistán y Rumanía. Finalmente, aquellos que han realizado reducciones muy por debajo del -20% son: Bielorrusia (-21%), Lituania (-24%), Ucrania (-32%) y Azerbaiyán (-43%).

Como contrapunto, existen países que han elevado su consumo per-cápita de energía, consecuentemente, estos países que registraron un incremento en dicho período, entre (1990-94) y (2005-09), en un rango porcentual dado entre [0 y 10%), son: Canadá, Noruega, Finlandia, Francia, Austria, Japón, Italia, Sudáfrica, Hungría y Argelia. Entre los países que lo elevaron entre el [10% y 20%), están: Países bajos, Australia, Venezuela y Filipinas. Además, entre aquellos cuyos incrementos se encontraron entre el [20% y 40%), se encuentra: Arabia Saudita, “Bélgica & Luxemburgo”, Turkmenistán, República de Irlanda, Portugal, Argentina, México, Brasil y Perú. En la misma línea, los países que tuvieron un incremento entre el [40% y 60%), se encuentran: Islandia, Singapur, Hong Kong, Malasia, Turquía, Egipto, Ecuador y Pakistán. Mientras tanto, aquellos cuyo incremento se encontró en el rango de [60% y 90%), fueron: Corea del Sur, Taiwán, Chile, Indonesia e India. Finalmente, los que se encontraron con un incremento superior al 90%, dentro de su consumo energético per-cápita, figuran los países de Kuwait (107%), Irán (97%), China (117%), Tailandia (111%) y Bangladesh (111%). Para países pobres, en principio, no debería llamarnos la atención un sustancial incremento porcentual ya que como lo habría expresado AL-HERBISH.

“...no se debería poner en entredicho por consideraciones relativas a las emisiones de CO₂. Según se ha determinado, esas emisiones, consideradas sobre una base per cápita, seguirán siendo exiguas en comparación con las de los países industrializados, aun cuando se hubiesen satisfecho plenamente las necesidades energéticas de los países pobres en desarrollo” (citado en OFIS, 2010, p.3).

Lo que sí podría ser criticable es el incremento que se ha generado en un grupo de países ricos y que han tenido incrementos sobre más del 10%, por lo que caen prácticamente en un derroche energético y, por tanto, en un incremento en las emisiones

de CO₂, aunque este tema quedará excluido para no hacer de esta Tesis un tema más extenso de lo que ya es.

B.2. Energías primarias por tipo de combustible.

De acuerdo a los datos presentados por el US-EIA (2010a, p.146), en su reporte energético IEO-2010, el mayor porcentaje en el consumo energético para datos del 2007 se correspondió con los combustibles líquidos, los cuales representaron dentro de la matriz energética mundial el 35,3%; posteriormente, se encuentran el carbón mineral (26,7%) y el gas natural (22,6%). Cabe señalar que entre estos tres tipos de combustibles fósiles se cubrió en el 2007 el 85% del total consumido (Ver Tabla B.6).

Tipo de combustible	2007			2035			Incremento % entre 2007 a 2035
	Cuatrill. BTU	Millones de TEP	Compon. del total	Cuatrill. BTU	Millones de TEP	Compon. del total	
Líquidos	174,7	4.388	35,3%	223,6	5.617	30,3%	28,0%
Gas Natural	112,1	2.816	22,6%	162,0	4.069	21,9%	44,5%
Carbón mineral	132,4	3.326	26,7%	206,3	5.182	27,9%	55,8%
Nuclear	27,1	682	5,5%	47,1	1.182	6,4%	73,4%
Otros	48,8	1.227	9,9%	99,8	2.506	13,5%	104,3%
Total Mundo	495,2	12.439	100,0%	738,7	18.556	100,0%	49,2%

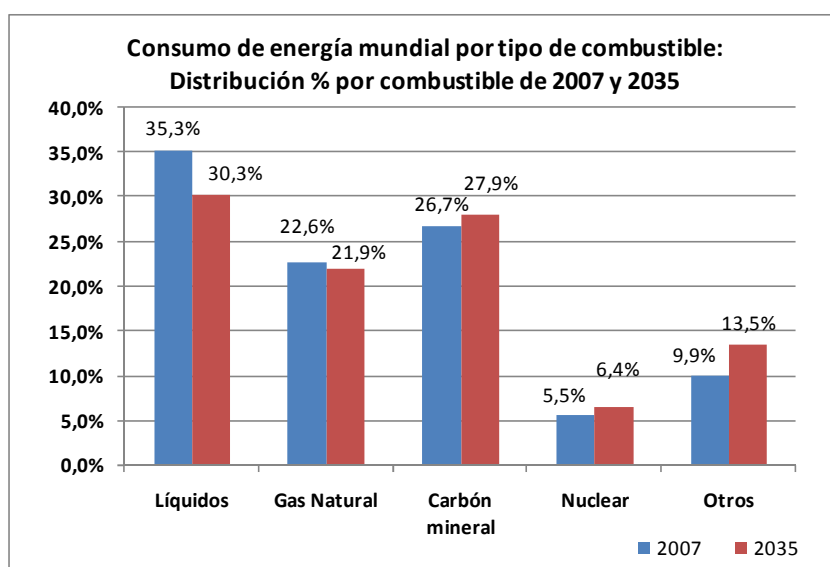
Nota 01: Los datos respectivos a Cuatrillones de BTU, fueron obtenidos de US-EIA (2010a, p.146). Nota 02: Los datos correspondientes a TEP, fueron convertidos a partir del factor de 1TEP=39.810.220 de acuerdo a lo establecido en Apéndice A. Nota 03: "Otros" involucra energía hidroeléctrica y demás energías renovables como eólica, geotérmica, mareomotriz, solar, biomasa & residuos, importaciones de energía eléctrica e hidrógeno líquido. Elaboración propia.

Tabla B.6.- Consumo de energía por tipo de combustible de 2007 y 2035.

B.2.1. Energías líquidas.

Es importante indicar que dentro del reporte analizado (IEO-2010), los combustibles líquidos incluyen: líquidos petroléos y combustibles líquidos no derivados del petróleo. Entre estos productos en general se hallan: el etanol, biodiesel, carbón-hacia-líquidos, gas licuado de petróleo y coque de petróleo; también, se incluye el gas natural licuado obtenido a partir de plantas procesadoras, el petróleo líquido consumido como combustible e hidrógeno líquido. De acuerdo a estas mismas proyecciones presentadas en la Tabla B.6, pues la estructura porcentual en el uso de los combustibles cambiaría mínimamente entre el 2007 y el 2035; es así que, para el 2007 los combustibles líquidos representaron el 35,3% del total consumido, pero para el 2035 este tipo de energía caería a un 30,3%, más allá del aumento neto de su consumo el cual se incrementará en un 28%. Por otro lado, es preciso observar que su crecimiento porcentual será el más bajo entre todos.

Según la US-EIA (2010a, p.23), esta pequeña reducción en la importancia de los combustibles líquidos se deberá al aumento de los precios del petróleo, cuya consecuencia se reflejará en la reducción de su demanda, principalmente dentro del sector productor de energía eléctrica. Por tanto, se espera que las generadoras orienten su demanda de combustibles hacia otros alternativos como el gas y el carbón mineral; eso sí, el sector de la construcción y el del transporte mantendría un ligero aumento en el consumo de estos combustibles líquidos. La Figura B.3 muestra la ponderación por tipo de combustible, bajo el total del consumo tanto para el 2007 como para el 2035.



Nota: realizado a partir de la Tabla B.6. Elaboración: Propia.

Figura B.3.- Ponderación por tipo de combustible dentro del consumo total en los años 2007 y 2035.

A partir de las BP Statistical Review of World Energy (BP, 2010, p.11), los quince países mayormente consumidores de líquidos petroléos, en el 2009, y ordenados desde el mayor consumidor, son: EEUU, China, Japón, India, Rusia, Arabia Saudita, Alemania, Brasil, Sudáfrica, Canadá, México, Francia, Irán, Reino Unido e Italia. Para la cuantificación del consumo por regiones, en este mismo 2009, podemos decir que la región Asia-Pacífico es el mayor consumidor de este tipo de energía con un total de 25.998,0 mil barriles diarios (4.133,0 mil m³/diarios). A su vez, le sigue América del Norte con un consumo de 22.826 mil barriles diarios (3.629,0 mil m³/diarios), “Europa & Eurasia” con 19.372 mil barriles diarios (3.080,0 mil m³/diarios), Oriente Medio con 7.146 mil barriles diarios (1.136,0 mil m³/diarios), “Centro & Suramérica” con 5.653 mil barriles diarios (899,0 mil m³/diarios) y, finalmente, África con un consumo de

3.082,0 mil barriles diarios (490,0 mil m³/diarios). El mundo por tanto tuvo un total de consumo de estos líquidos petróleo de 84.077 mil barriles diarios (13.367,0 mil m³/diarios). Ver Tabla B.7.

De igual manera, según BP, entre los quince países mayormente **productores** de “Líquidos Petróleos”, se encuentran: Federación Rusa, Arabia Saudita, Estados Unidos, Irán, China, Canadá, México, Emiratos Árabes, Irak, Kuwait, Venezuela, Noruega, Nigeria, Brasil y Argelia. La Tabla B.8 nos muestra sus datos y muestra también las cantidades producidas de “líquidos petróleo” por regiones; en ella se observa cómo la región mayormente productora es Medio Oriente con 24.357 mil barriles diarios (3.872,0 mil m³/diarios).

Países consumidores de petróleo: Año 2009			
#	País	Miles bbl diarios	Miles m ³ /día
1	US	18.686	2.971
2	China	8.625	1.371
3	Japan	4.396	699
4	India	3.183	506
5	Russian Federation	2.695	428
6	Saudi Arabia	2.614	416
7	Germany	2.422	385
8	Brazil	2.405	382
9	South Korea	2.327	370
10	Canada	2.195	349
11	Mexico	1.945	309
12	France	1.833	291
13	Iran	1.741	277
14	United Kingdom	1.611	256
15	Italy	1.580	251
Total World		84.077	13.367
Total Asia Pacific		25.998	4.133
Total North America		22.826	3.629
Total Europe & Eurasia		19.372	3.080
Total Middle East		7.146	1.136
Total C&Suramérica		5.653	899
Total Africa		3.082	490

Fuente: BP (2010, p.11). Nota: Dentro de petróleo se abarca los combustibles líquidos e incluye bunker, combustibles refinados, pérdidas, ganancias por refinado, petróleo como combustibles, etanol y biodiesel. Elaboración propia.

Tabla B.7.- Países y regiones mayormente consumidores de petróleo.

Países productores de petróleo: Año 2009			
#	País	Miles bbl diarios	Miles m ³ /día
1	Russian Federation	10.032	1.595
2	Saudi Arabia	9.713	1.544
3	US	7.196	1.144
4	Iran	4.216	670
5	China	3.790	603
6	Canada	3.212	511
7	Mexico	2.979	474
8	United Arab Emirates	2.599	413
9	Iraq	2.482	395
10	Kuwait	2.481	394
11	Venezuela	2.437	387
12	Norway	2.342	372
13	Nigeria	2.061	328
14	Brazil	2.029	323
15	Algeria	1.811	288
Total World		79.948	12.711
Total Middle East		24.357	3.872
Total Europe & Eurasia		17.702	2.814
Total North America		13.388	2.129
Total Africa		9.705	1.543
Total Asia Pacific		8.036	1.278
Total C&Suramérica		6.760	1.075

Fuente: BP (2010, p.8). Nota: Incluye crudo, arenas petrolíferas, gas-líquido y esquistos bituminosos, refinados. Excluye combustibles de biomasa y derivados de carbón mineral. Elaboración propia.

Tabla B.8.- Países y regiones mayormente productores de petróleo.

Posteriormente, se encuentran “Europa & Eurasia” con 17.702 mil barriles diarios (2.184 mil m³/diarios), Norte América con 13.388 mil barriles diarios (2.129 mil m³/diarios), África con 9.705 mil barriles diarios (1.543,0 mil m³/diarios), Asia-Pacífico

con 8.036 mil barriles diarios (1.278 mil m³/diarios) y, finalmente, “Centro & Suramérica” con 6.760 mil barriles diarios (1.075,0 mil m³/diarios).

B.2.2. Gas natural.

Respecto al consumo de gas natural, y como se observa en la Tabla B.6, esta fuente pasará de representar el 22,6% del total en el consumo energético, según datos del 2007, a un 21,9% para el 2035; es decir, su incremento se daría en un 44,5%. Tal crecimiento se deberá sobre todo por el aumento de su consumo en el sector industrial, el cual intensificará la producción de bienes y la generación de energía eléctrica con este tipo de fuente que, en consecuencia, dará paso al incremento de la oferta de este combustible.

También, en la tabla B.9 se presentan los mayores consumidores de gas natural en el mundo, según datos de 2009, y en el cual encabeza la lista Estados Unidos y, posteriormente, Rusia, Irán, Canadá, China, Japón, Reino Unido, Alemania, Arabia Saudita, Italia, México, Emiratos Árabes, India, Uzbekistán y Ucrania. En la misma Tabla se muestra también el consumo de gas por regiones, en el que la región de “Europa & Eurasia” fue la mayor consumidora, con un total 1.058,6 mil millones de metros cúbicos (37.385,3 mil millones de pies cúbicos). Cabe indicar que el mundo consumió, en ese mismo año, un total de 2.940,0 mil millones de metros cúbicos (103.838,0 mil millones de pies cúbicos).

La Tabla B.10, a su vez, presenta la lista de mayores productores de gas natural, cuyo mayor productor fue Estados Unidos con 593,4 mil millones de metros cúbicos (20.955,7 mil millones de pies cúbicos). Le siguió Rusia con 527,5 mil millones de metros cúbicos (18.628,9 mil millones de pies cúbicos) y, en un tercer puesto, se encontró Canadá con 131,2 mil millones de metros cúbicos (5.699,4 mil millones de pies cúbicos); esto de acuerdo a la información brindada por la BP Statistical Review of World Energy 2010 (BP, 2010, p.24).

En esta misma, Tabla B.10, se muestra también la producción de gas natural por regiones y, de ello, se observa a “Europa & Eurasia” como la región mayormente productora con 973 mil millones de metros cúbicos (34.360 mil millones de pies

cúbicos). En términos generales, el mundo para el 2009 produjo un total de 2.987,0 mil millones de metros cúbicos (105.483,7 mil millones de pies cúbicos).

Países consumidores de gas: Año 2009			
#	País	Mil millones de	
		pie3	m3
1	US	22.834,0	646,6
2	Russian Federation	13.761,5	389,7
3	Iran	4.650,8	131,7
4	Canada	3.344,9	94,7
5	China	3.132,4	88,7
6	Japan	3.088,1	87,4
7	United Kingdom	3.056,4	86,5
8	Germany	2.754,4	78,0
9	Saudi Arabia	2.735,1	77,5
10	Italy	2.529,2	71,6
11	Mexico	2.458,4	69,6
12	United Arab Emirates	2.086,6	59,1
13	India	1.832,2	51,9
14	Uzbekistan	1.721,2	48,7
15	Ukraine	1.658,7	47,0
Total World		103.838,0	2.940,4
Total Europe & Eurasia		37.385,3	1.058,6
Total North America		28.637,4	810,9
Total Asia Pacific		17.535,7	496,6
Total Middle East		12.204,8	345,6
Total C&Suramérica		4.756,2	134,7
Total Africa		3.318,6	94,0

Fuente: BP (2010, p.27). Elaboración propia.

Tabla B.9.- Países y regiones mayormente consumidores de gas natural.

Países productores de gas: Año 2009			
#	País	Mil millones de	
		pie3	m3
1	US	20.955,7	593,4
2	Russian Federation	18.628,9	527,5
3	Canada	5.699,4	161,4
4	Iran	4.633,3	131,2
5	Norway	3.654,0	103,5
6	Qatar	3.153,6	89,3
7	China	3.007,8	85,2
8	Algeria	2.875,5	81,4
9	Saudi Arabia	2.735,1	77,5
10	Indonesia	2.540,3	71,9
11	Uzbekistan	2.275,5	64,4
12	Netherlands	2.214,6	62,7
13	Egypt	2.213,9	62,7
14	Malaysia	2.212,8	62,7
15	United Kingdom	2.106,5	59,6
Total World		105.483,7	2.987,0
Total Europe & Eurasia		34.360,0	973,0
Total North America		28.709,2	813,0
Total Asia Pacific		15.483,5	438,4
Total Middle East		14.378,9	407,2
Total Africa		7.198,8	203,8
Total C&Suramérica		5.353,2	151,6

Fuente: BP (2010, p.24). Elaboración propia.

Tabla B.10.- Países y regiones mayormente productores de gas natural.

B.2.3. Carbón mineral

Para el caso del carbón mineral, de acuerdo a lo expresado en la Tabla B.6, este combustible aumentaría su consumo en un 55,80% entre 2007 y el 2035. Para el 2007 representó el 26,7% dentro del consumo total energético y, para el 2035, constituiría el 27,9%. El incremento de este combustible, altamente contaminante sin las tecnologías precisas, se respalda por la falta de políticas que reduzcan su consumo y por el uso intensivo que realizarán las plantas de generación eléctrica y el sector industrial para la fabricación de bienes y productos.

Por otro lado, la Tabla B.11 muestra a los países y regiones mayormente **consumidores** de carbón mineral, en el cual se muestra a China como el país mayormente consumidor de este combustible, según datos del 2009. Y, consecuentemente, la región mayormente consumidora de este combustible fue “Asia-Pacífico”, luego, en un segundo puesto se ubica “Norte América”. A su vez, la Tabla B.12 muestra a los países y regiones mayormente **productores** de carbón mineral, en el

que también China es el país mayormente productor de este producto. Así también, las regiones de “Asia-Pacífico” y “Norte América” toman el liderazgo en su producción mundial.

Consumidores de carbón mineral: Año 2009			
#	País	Cuatrillon. de BTU	Millones de TEP
1	China	61,20	1.537,4
2	US	19,82	498,0
3	India	9,79	245,8
4	Japan	4,33	108,8
5	South Africa	3,96	99,4
6	Russian Federation	3,30	82,9
7	Germany	2,83	71,0
8	South Korea	2,73	68,6
9	Poland	2,14	53,9
10	Australia	2,02	50,8
11	Taiwan	1,54	38,7
12	Ukraine	1,39	35,0
13	Kazakhstan	1,32	33,0
14	Indonesia	1,21	30,5
15	United Kingdom	1,18	29,7
Total World		130,51	3.278,3
Total Asia Pacific		85,66	2.151,6
Total North America		21,15	531,3
Total Europe & Eurasia		18,17	456,4
Total Africa		4,27	107,3
Total C&Suramérica		0,90	22,5
Total Middle East		0,37	9,2

Fuente: BP (2010, p.35). Nota 01: Incluye solo combustibles sólidos, carbón bituminoso, antracita y lignito. Nota 02: BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Elaboración propia

Tabla B.11.- Países y regiones mayormente consumidores carbón mineral.

Productores de carbón mineral: Año 2009			
#	País	Cuatrill. de BTU	Millones de TEP
1	China	61,82	1.552,9
2	US	21,49	539,9
3	Australia	9,07	228,0
4	India	8,42	211,5
5	Indonesia	6,18	155,3
6	South Africa	5,61	140,9
7	Russian Federation	5,60	140,7
8	Poland	2,24	56,4
9	Kazakhstan	2,06	51,8
10	Colombia	1,87	46,9
11	Germany	1,77	44,4
12	Ukraine	1,53	38,3
13	Canada	1,31	32,8
14	Vietnam	1,00	25,2
15	Czech Republic	0,82	20,6
Total World		135,70	3.408,6
Total Asia Pacific		88,11	2.213,3
Total North America		23,01	578,1
Total Europe & Eurasia		16,73	420,4
Total Africa		5,69	143,0
Total C&Suramérica		2,11	52,9
Total Middle East		0,04	1,0

Fuente: BP (2010, p.34). Nota 01: Incluye solo combustibles sólidos, carbón bituminoso, antracita y lignito. Nota 02: BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Elaboración propia

Tabla B.12.- Países y regiones mayormente productores de carbón mineral.

B.2.4. Energía nuclear.

La energía nuclear tiene una proyección de crecimiento en un 73,4% entre el 2007 y 2035, según la US-EIA (2010a, p.146). La Tabla B.6 nos muestra estos valores, no obstante, para el 2007 representó el 5,5% del total de las energías consumidas y, para el 2035, representará el 6,4% del total. Su incremento se hallaría impulsado por el bajo coste de este tipo de recursos para la generación de energía, a pesar de los altos costos para la instalación de sus plantas. Además, estas fuentes se verán impulsadas por los altos precios que experimentará el petróleo.

En esta línea, la Tabla B.13 nos presenta una lista de los países y regiones mayormente consumidores de energía nuclear. En ella se observa como el mayor

productor de energía nuclear es Estados Unidos, el cual es seguido por Francia y, ambos, generan y consumen alrededor del 50% de este tipo de energías.

Cons.Energía Nuclear: Terawatts-hr			Cons.Energía Nuclear: Terawatts-hr		
#	País	2009	#	País	2009
1	US	840,8	16	Czech Republic	27,1
2	France	410,5	17	Finland	23,6
3	Japan	274,6	18	India	16,8
4	Russian Federation	163,6	19	Bulgaria	15,6
5	South Korea	147,8	20	Hungary	15,4
6	Germany	134,9	21	Slovakia	14,1
7	Canada	89,8	22	Brazil	13,0
8	Ukraine	82,2	23	South Africa	12,1
9	China	70,1	24	Romania	11,8
10	United Kingdom	69,2	25	Lithuania	10,9
11	Spain	52,9	26	Mexico	9,6
12	Sweden	52,6	27	Argentina	8,0
13	Belgium & Luxembourg	47,2	28	Netherlands	4,2
14	Taiwan	41,6	29	Pakistan	2,9
15	Switzerland	27,5			
Regiones Consumid.: Trillon.Kw-hr			Regiones Consumid.: Trillon.Kw-hr		
#	Región	2009	#	Región	2009
	Total World	2.698,2	3	Total Asia Pacific	553,8
1	Total Europe & Eurasia	1.171,2	4	Total C&Suramérica	21,0
2	Total North America	940,2	5	Total Africa	12,1

Fuente: BP (en línea, Ref.: de 07 de enero de 2011). Nota: Terawatts-hr equivale a mil millones de Kwh. Elaboración propia.

Tabla B.13.- Países y regiones mayormente consumidores de energía nuclear.

B.2.5. Energías renovables.

En la Tabla B.6 se muestra una categoría de “Otros” que, como se indicó, este rubro incluye a las fuentes de energías: hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, por “biomasa y residuos”, mareomotriz e hidrógeno líquido. Estas energías renovables, de acuerdo a la US-EIA (2010a, p.154, Tabla A.9), se incrementarán en un 104,3% entre el 2007 y el 2035, por lo que pasará de representar el 9,9% del total del consumo energético a un 13,5%, ya en el 2035. Según los datos mostrados en esta fuente casi el 60% de estas energías renovable se correspondieron con energía hidroeléctrica; aunque, para el 2035, la energía hidroeléctrica caería al 53,1% del total de las renovables (Ver Tabla B.2). Se indica, adicionalmente, que según datos del 2007 la energía eólica representó aproximadamente el 3,3% del total de las energías renovables, mientras que la energía solar representó tan solo el 0,1%. Para el año 2035, la energía eólica

representará el 13,2%, y la energía solar pasará a representar el 1,6% del total de las renovables⁹.

Para seguir la línea, de acuerdo a la información hallada en BP (en línea), en la Tabla B.14 se presenta a los mayores consumidores de energía hidroeléctrica que, según datos del 2009, China es el mayor consumidor con 615,64 Terawatts-h (1 Twh = 1 mil millones de Kwh = 1.000 Gw), al que a su vez le siguió Canadá y Brasil. Entre las regiones mayormente consumidoras de este tipo de fuente se halla la región de “Asia-Pacífico” con 959,61 mil millones de Kwh y, en segundo puesto, se encontró la región de “Europa & Eurasia” con 804,20 mil millones de Kwh. Mientras tanto, el total del consumo mundial de energía hidroeléctrica llegó a un valor de 3.271,63 TWh.

Cons.de hidroelectricidad: Terawatts-hr			Cons.de hidroelectricidad: Terawatts-hr		
#	País	2009	#	País	2009
1	China	615,64	11	France	57,71
2	Canada	398,50	12	Italy	46,21
3	Brazil	391,00	13	Colombia	40,90
4	US	274,88	14	Argentina	40,73
5	Russian Federation	175,81	15	Austria	36,80
6	Norway	127,07	16	Turkey	35,69
7	India	106,19	17	Switzerland	35,66
8	Venezuela	85,96	18	Pakistan	27,35
9	Japan	73,82	19	Spain	26,74
10	Sweden	65,86	20	Mexico	26,30
Consumo Regional: Terawatts-hr			Consumo Regional: Terawatts-hr		
#	Región	2009	#	Región	2009
	Total World	3.271,63	4	Total North America	699,68
1	Total Asia Pacific	959,61	5	Total Africa	97,16
2	Total Europe & Eurasia	804,20	6	Total Middle East	10,80
3	Total S. & Cent. America	700,18			

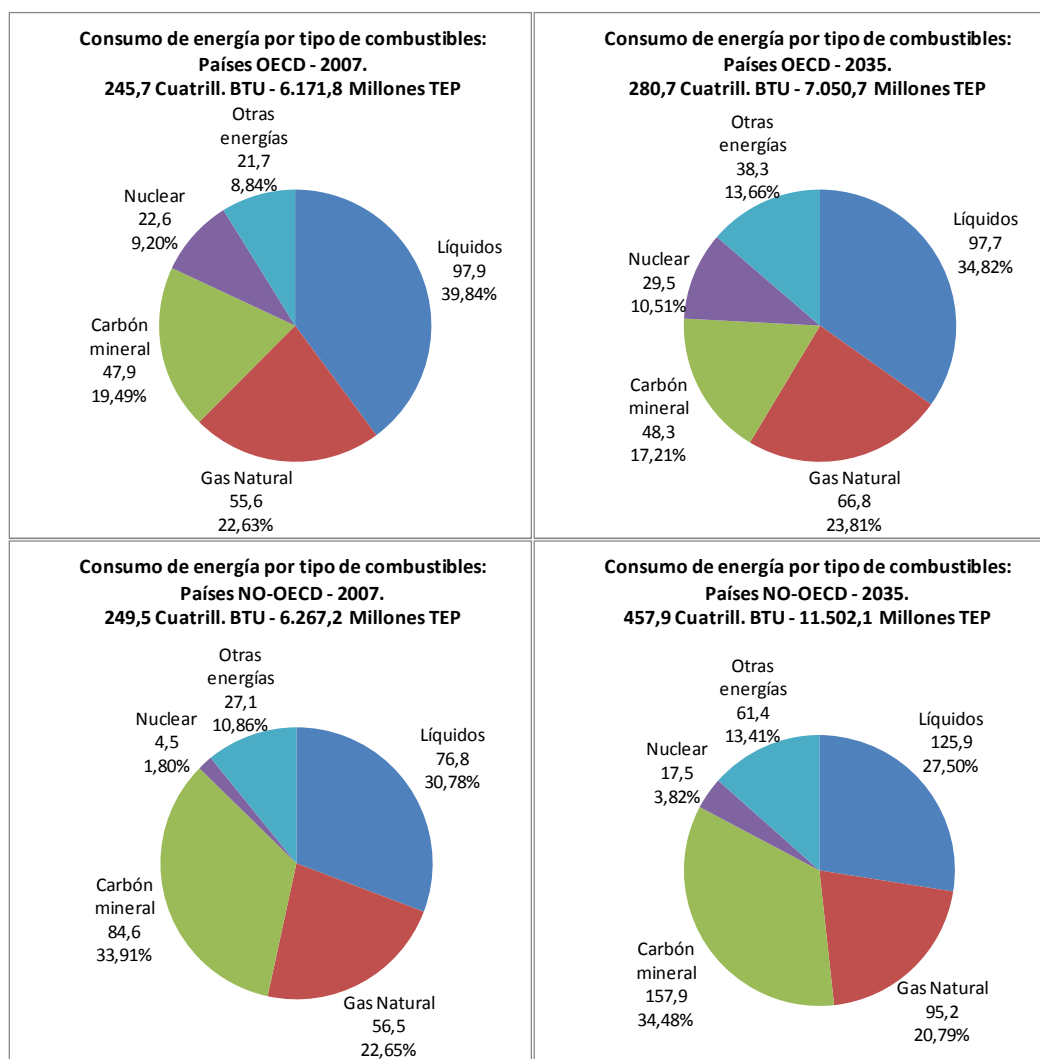
Fuentes: BP (en línea, ref.: de 07 de enero de 2011). Terawatts-hora equivalente a mil millones de Kwh. Elaboración propia.

Tabla B.14.- Países y regiones mayormente consumidores de hidroelectricidad.

Adicionalmente, la figura B.4 nos muestra los gráficos en el cual se detalla el consumo energético por tipo de fuente y, en ella, se hace la diferenciación entre países de OECD y No-OECD, para los años 2009 y sus proyecciones hacia el 2035. En dichos gráficos se observa como para ambos grupos el mayor de los combustibles usados se

⁹ La composición porcentual de la energía eólica y solar dentro del total de las energías renovables fueron determinados a partir de: (i) El total de consumo de energías renovables hallado en US-IEA (2010a, p.154, Tabla A.9) dados en BTU y (ii) De los datos totales en Kw-h de las tablas halladas en US-IEA (2010a, p.287 y p.289), donde generación igual a consumo. Estos datos últimos fueron convertidos a BTU a partir del factor de conversión 1Kw-h= 3.412,14 y dividido para una eficiencia termoelectrica del 35%. Todo esto de acuerdo a Apéndice A. Nota: Para criterio de igualdad entre generación y consumo en energías renovables, ver notas de pie de Tabla B.2.

corresponde con las energías líquidas, dentro del año 2007. Aunque, según las proyecciones realizadas al 2035, dentro de los países de la OECD, la supremacía de las energías líquidas se mantendría, pero su ponderación se reducirá como consecuencia del aumento en el consumo de los demás combustibles. Para el caso de las proyecciones de los No-OECD, el carbón mineral pasará a ocupar el primer puesto.



BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Fuentes: US-EIA (2010a, p.146 y 147, Tabla A2). Elaboración: Propia.

Figura B.4.- Energía por tipo de combustibles para los países OECD y NO-OECD: Años 2007 y 2035.

Complementariamente, en la Tabla B.15 se presentan los datos de consumo energético por tipo de fuente y por cada una de las regiones de la OECD. Estos datos son presentados tanto en unidades de BTU como en TEP. En dicha tabla se muestra, además, la ponderación por cada tipo de energía tanto para el año 2007 como para las proyecciones del 2035 (según US-EIA 2010a, p.146 y 147). En esta Tabla se puede ver

como para el 2007 los combustibles líquidos representaron el 39,92% del total de consumo energético dentro de la región “OECD América del Norte”; el 38,38% para la región “OECD Europa” y el 42,63% para “OECD Asia”. Para las proyecciones hacia el año 2035 estos porcentajes bajarán de forma generalizada, pues los combustibles líquidos se ubicarán bajo una ponderación de 34,82% dentro del total de los OECD y, para cada una de sus respectivas regiones citadas, éstas representarán el 35,89%; 32,09% y 35,65% para “OECD América del Norte”, “OECD Europa” y “OECD Asia” respectivamente. Por otro lado, el gas natural, la energía nuclear y las energías renovables tomarán un mayor peso dentro de las matrices energéticas para las diferentes regiones de la OECD hacia el futuro descrito.

Regiones de OECD: Consumo energético por tipo de energía : Año 2007 y proyección al 2035								
Unidades: Cuatrillones de BTU (Millones de TEP)								
Año 2007 Tipo de energía	OECD Amér. Norte		OECD Europa		OECD Asia		Total.OECD	
	Energía	%Total	Energía	%Total	Energía	%Total	Energía	%Total
Líquidos	49,4 (1.240,9)	39,92%	31,6 (793,8)	38,38%	16,9 (424,5)	42,63%	97,9 (2.459,2)	39,84%
Gas Natural	29,2 (732,7)	23,57%	19,8 (496,6)	24,01%	6,7 (167,5)	16,83%	55,6 (1.396,9)	22,63%
Carbón mineral	24,6 (617,9)	19,88%	13,2 (331,6)	16,03%	10,1 (253,7)	25,48%	47,9 (1.203,2)	19,49%
Nuclear	9,6 (241,1)	7,76%	9,1 (228,6)	11,05%	3,9 (98,0)	9,84%	22,6 (567,7)	9,20%
Otras energías	11,0 (275,6)	8,87%	8,7 (217,8)	10,53%	2,1 (52,0)	5,22%	21,7 (545,3)	8,84%
Tot. por regiones	123,7 (3.108,2)	100%	82,3 (2.068,3)	100%	39,6 (995,7)	100%	245,7 (6.172,3)	100%
Año 2035 Tipo de energía	OECD Amér. Norte		OECD Europa		OECD Asia		Total.OECD	
	Energía	%Total	Energía	%Total	Energía	%Total	Energía	%Total
Líquidos	52,5 (1.318,5)	35,89%	28,3 (710,6)	32,09%	17,0 (425,8)	36,65%	97,7 (2.454,9)	34,82%
Gas Natural	35,8 (899,0)	24,47%	22,6 (567,4)	25,62%	8,5 (212,3)	18,27%	66,8 (1.678,7)	23,81%
Carbón mineral	26,9 (675,7)	18,39%	11,0 (276,3)	12,48%	10,4 (261,2)	22,49%	48,3 (1.213,3)	17,21%
Nuclear	11,3 (283,8)	7,73%	11,2 (281,3)	12,70%	7,0 (175,8)	15,14%	29,5 (741,0)	10,51%
Otras energías	19,8 (497,1)	13,53%	15,1 (379,0)	17,11%	3,5 (86,7)	7,46%	38,3 (962,8)	13,66%
Tot. por regiones	146,3 (3.674,2)	100%	88,2 (2.214,8)	100%	46,3 (1.161,8)	100%	280,7 (7.050,7)	100%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P] (1.000.000.000.000.000 unid.); Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: Los datos respectivos a Cuatrillones de BTU, fueron obtenidos de US-EIA (2010a, p.146, 147. Tabla A.2). Nota 02: Los datos correspondientes a TEP, fueron convertidos a BTU a partir del factor conversión de 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a los establecido en Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla B.15.- Regiones de OECD: Consumo energético por tipo de energía.- Datos del 2007 y proyecciones del 2035.

Referente al grupo de los países No-OECD, en la Tabla B.16, se muestra la cantidad de consumo energético por tipo de fuente, para cada una de las regiones, según

datos de 2007 y de acuerdo a las proyecciones hacia el año 2035 que fueron obtenidas del informe IEO-2010 (US-EIA, 2010a. p.146 y 147). Para este grupo los combustibles líquidos aumentarían en términos cuantitativos, aunque su ponderación dentro del consumo energético disminuirá de tal forma que ocuparía el segundo puesto para el 2035 en términos globales. De esta Tabla citada (B.16), el consumo de los combustibles líquidos para la región de “No-OECD de Europa & Eurasia” representó en el 2007 el 20,19% dentro de su matriz energética; pero al 2035 representará el 18,28%. Para la región de “No-OECD Asia” la contribución de las energías líquidas pasará del 27,22% a 23,98%. En el caso de los “No-OECD Medio Oriente”, estos combustibles pasarán del 52,74% al 49,69% y, con respecto a la región de “África”, esta fuente pasará de un 35,75% a un 32,37%. Finalmente, para la región conjunta de “Centro & Suramérica”, esta ponderación pasaría del 43,57% en el 2007 al 35,68% en el 2035.

Regiones de No-OECD: Consumo energético por tipo de energía : Año 2007 y proyección al 2035												
Unidades: Cuatrillones de BTU (Millones de TEP)												
Año 2007	Europa&Eurasia		Asia		Oriente Medio		África		Centro&Suram.		Total.No-OECD	
Tipo de energía	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total
Líquidos	10,4 (261,2)	20,19%	34,6 (869,1)	27,22%	13,3 (333,1)	52,74%	6,4 (159,8)	35,75%	12,2 (306,5)	43,57%	76,8 (1.929,2)	30,78%
Gas Natural	26,3 (660,6)	51,07%	10,8 (271,3)	8,50%	11,2 (280,6)	44,43%	3,3 (83,6)	18,72%	4,9 (123,1)	17,50%	56,5 (1.419,2)	22,65%
Carbón mineral	8,7 (218,5)	16,89%	70,3 (1.765,9)	55,31%	0,4 (11,1)	1,75%	4,2 (106,5)	23,83%	0,9 (22,6)	3,21%	84,6 (2.125,1)	33,91%
Nuclear	3,0 (75,4)	5,83%	1,2 (30,1)	0,94%	0,0 (0,0)	0,00%	0,1 (3,3)	0,73%	0,2 (5,0)	0,71%	4,5 (113,0)	1,80%
Otras energías	3,1 (77,9)	6,02%	10,2 (256,2)	8,03%	0,3 (6,8)	1,07%	3,7 (93,7)	20,97%	9,8 (246,2)	35,00%	27,1 (680,7)	10,86%
Tot. por reg.	51,5 (1.293,6)	100%	127,1 (3.192,6)	100%	25,1 (631,5)	100%	17,8 (446,9)	100%	28,0 (703,3)	100%	249,5 (6.267,2)	100%

Año 2035	Europa&Eurasia		Asia		Oriente Medio		África		Centro&Suram.		Total.No-OECD	
Tipo de energía	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total	Cons.	%Total
Líquidos	11,0 (276,3)	18,28%	66,5 (1.670,4)	23,98%	22,7 (570,2)	49,69%	9,4 (236,1)	32,37%	16,3 (409,4)	35,68%	125,9 (3.162,5)	27,50%
Gas Natural	29,0 (728,5)	48,19%	28,2 (708,4)	10,17%	21,5 (540,1)	47,07%	7,4 (185,9)	25,48%	9,1 (228,6)	19,92%	95,2 (2.391,3)	20,79%
Carbón mineral	9,4 (235,6)	15,59%	140,3 (3.523,7)	50,59%	0,4 (9,5)	0,83%	6,2 (154,9)	21,24%	1,7 (42,2)	3,68%	157,9 (3.966,3)	34,48%
Nuclear	6,3 (157,7)	10,44%	9,8 (245,7)	3,53%	0,5 (12,1)	1,05%	0,3 (6,7)	0,92%	0,7 (17,1)	1,49%	17,5 (439,6)	3,82%
Otras energías	4,5 (113,5)	7,51%	32,5 (816,9)	11,73%	0,6 (15,6)	1,36%	5,8 (145,9)	20,00%	17,9 (450,1)	39,23%	61,4 (1.542,3)	13,41%
Tot. por reg.	60,2 (1.511,7)	100%	277,3 (6.965,0)	100%	45,7 (1.147,4)	100%	29,0 (729,5)	100%	45,7 (1.147,4)	100%	457,9 (11.502,1)	100%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit.

Nota 01: Los datos respectivos a Cuatrillones de BTU, fueron obtenidos de US-EIA (2010a, p.146, 147. Tabla A.2).

Nota 02: Los datos correspondientes a TEP, fueron convertidos a BTU a partir del factor conversión de 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a los establecido en Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla B.16.- Regiones de No-OECD: Consumo energético por tipo de energía.- Datos del 2007 y proyecciones del 2035.

B.3. Intensidad energética: países y regiones del mundo.

La eficiencia energética adquiere un papel cada vez más importante en los tiempos actuales y, más aún, si hablamos de competitividad. Los costos de la energía se incrementan cada vez más, principalmente, el de los combustibles líquidos, por lo que su abastecimiento depende incluso de la estabilidad democrática en que viven los países productores. Es por ello que se formulan continuamente mejoras para la eficiencia en los mercados energéticos y se diseñan alternativas, de esta forma se minimizan los altos costos indicados y se consigue, a su vez, una minimización de los efectos medioambientales que se producen a raíz de sus usos. Como variable indicativa para medir esta eficiencia se hace uso de la variable “intensidad energética primaria”, el cual relaciona la energía consumida y la producción de bienes, reflejado por el GDP.

Por su parte, la tabla B.17 nos muestra la intensidad energética de los países a partir de las unidades energéticas de BTU y TEP, por cada USD a precios constantes del 2000. Esta lista es encabezada, en todo caso, por los más eficientes (índices bajos) y cuyo primer puesto lo ocupa Japón que, de acuerdo a datos del 2009, tuvo una tasa de 0,095 Kilogramos Equivalente de Petróleo (KEP) o 3,79 mil BTU por cada dólar producido. A este país le siguen: Dinamarca con 0,096 KEP/USD (3,81 mil BTU/USD), China con 0,102 KEP/USD (4,05 mil BTU/USD), Suiza con 0,103 KEP/USD (4,09 mil BTU/USD), República de Irlanda con 0,109 KEP/USD (4,36 mil BTU/USD), Reino Unido con 0,118 KEP/USD (4,70 mil BTU/USD), Alemania 0,145 KEP/USD (5,77 mil BTU/USD) y Austria con 0,147 KEP/USD (5,84 mil BTU/USD), entre los ocho países más eficientes.

Sin embargo, en dicha tabla se presenta también a los menos eficientes, entre los cuales se contarían a los del final de la Tabla, entre ellos: Ucrania con 2,48 Kilogramos Equivalentes de Petróleo (KEP/USD) o 98,96 mil BTU/USD, Turkmenistán con 2,466 KEP/USD (98,17 mil BTU/USD), Uzbekistán con 2,078 KEP/USD (82,74 mil BTU/USD), Kazakstán con 1,706 KEP/USD (67,92 mil BTU/USD), Federación Rusa con 1,596 KEP/USD (63,55 mil BTU/USD), como los cinco países menos eficientes. Cabe señalar que en la tabla se presenta también los promedios de intensidad energética para los períodos comprendidos entre 1990 a 1994, entre 1995 y 1999, entre 2000 a 2004 y, finalmente, el último cuarto período entre los años 2005 a 2009.

#	PAÍS	Unid.: KEP/1-USD (const.del 2000)					Miles BTU/1-USD (const.del 2000)					Variac.% ter y 4to
		Promedio por períodos				Año 2009	Promedio por períodos				Año 2009	
		1990-94	1995-99	2000-04	2005-09		1990-94	1995-99	2000-04	2005-09		
1	Japan	0,105	0,109	0,108	0,100	0,095	4,2	4,4	4,3	4,0	3,8	-4,9%
2	Denmark	0,147	0,145	0,115	0,101	0,096	5,9	5,8	4,6	4,0	3,8	-31,1%
3	Hong Kong (SAR)	0,105	0,101	0,115	0,106	0,102	4,2	4,0	4,6	4,2	4,1	1,0%
4	Switzerland	0,125	0,122	0,116	0,102	0,103	5,0	4,9	4,6	4,1	4,1	-18,4%
5	Rep.of Ireland	0,177	0,157	0,132	0,112	0,109	7,0	6,2	5,3	4,5	4,4	-36,7%
6	United Kingdom	0,185	0,166	0,144	0,125	0,118	7,4	6,6	5,7	5,0	4,7	-32,6%
7	Germany	0,207	0,189	0,172	0,154	0,145	8,2	7,5	6,9	6,1	5,8	-25,7%
8	Austria	0,181	0,176	0,168	0,150	0,147	7,2	7,0	6,7	6,0	5,8	-17,3%
9	Italy	0,163	0,161	0,158	0,153	0,147	6,5	6,4	6,3	6,1	5,8	-6,3%
10	Sweden	0,255	0,230	0,189	0,161	0,150	10,1	9,2	7,5	6,4	6,0	-36,6%
11	France	0,206	0,202	0,188	0,171	0,164	8,2	8,0	7,5	6,8	6,5	-16,7%
12	Finland	0,254	0,235	0,214	0,182	0,177	10,1	9,3	8,5	7,3	7,0	-28,2%
13	Portugal	0,187	0,203	0,209	0,190	0,181	7,4	8,1	8,3	7,6	7,2	1,6%
14	Argentina	0,210	0,203	0,216	0,198	0,184	8,4	8,1	8,6	7,9	7,3	-5,9%
15	Spain	0,207	0,218	0,220	0,201	0,186	8,2	8,7	8,7	8,0	7,4	-2,7%
16	US	0,273	0,253	0,224	0,201	0,192	10,9	10,1	8,9	8,0	7,6	-26,5%
17	Greece	0,244	0,248	0,239	0,208	0,195	9,7	9,9	9,5	8,3	7,8	-14,9%
18	Peru	0,235	0,224	0,211	0,191	0,196	9,4	8,9	8,4	7,6	7,8	-18,8%
19	Colombia	0,289	0,275	0,240	0,217	0,205	11,5	10,9	9,5	8,6	8,2	-24,9%
20	Norway	0,307	0,260	0,238	0,226	0,215	12,2	10,4	9,5	9,0	8,6	-26,4%
21	Philippines	0,270	0,321	0,290	0,234	0,216	10,8	12,8	11,5	9,3	8,6	-13,3%
22	Netherlands	0,273	0,252	0,230	0,221	0,216	10,8	10,0	9,2	8,8	8,6	-18,7%
23	Australia	0,290	0,277	0,252	0,231	0,218	11,5	11,0	10,0	9,2	8,7	-20,3%
24	Belgium & Lux.	0,269	0,264	0,256	0,250	0,242	10,7	10,5	10,2	9,9	9,6	-7,1%
25	Taiwan	0,270	0,267	0,290	0,262	0,246	10,7	10,6	11,5	10,4	9,8	-2,9%
26	Mexico	0,245	0,252	0,238	0,241	0,249	9,7	10,0	9,5	9,6	9,9	-1,6%
27	Turkey	0,263	0,280	0,282	0,268	0,260	10,5	11,1	11,2	10,7	10,4	1,8%
28	Brazil	0,254	0,273	0,275	0,267	0,264	10,1	10,9	11,0	10,6	10,5	5,1%
29	Chile	0,298	0,302	0,310	0,287	0,272	11,9	12,0	12,3	11,4	10,8	-3,5%
30	New Zealand	0,387	0,360	0,325	0,282	0,281	15,4	14,3	12,9	11,2	11,2	-27,1%
31	Bangladesh	0,229	0,261	0,283	0,290	0,293	9,1	10,4	11,3	11,6	11,7	26,7%
32	South Korea	0,326	0,358	0,344	0,320	0,315	13,0	14,2	13,7	12,7	12,6	-2,0%
33	Iceland	0,259	0,275	0,277	0,287	0,347	10,3	11,0	11,0	11,4	13,8	11,1%
34	Canada	0,473	0,453	0,401	0,383	0,377	18,8	18,0	16,0	15,2	15,0	-19,1%
35	Poland	0,855	0,653	0,496	0,420	0,382	34,0	26,0	19,7	16,7	15,2	-50,9%
36	Hungary	0,622	0,574	0,456	0,402	0,383	24,7	22,9	18,1	16,0	15,3	-35,3%
37	Slovakia	0,782	0,656	0,586	0,430	0,386	31,1	26,1	23,3	17,1	15,4	-45,0%
38	Malaysia	0,491	0,446	0,487	0,446	0,406	19,6	17,7	19,4	17,8	16,2	-9,1%
39	Singapore	0,506	0,435	0,412	0,399	0,424	20,1	17,3	16,4	15,9	16,9	-21,2%
40	Venezuela	0,471	0,517	0,557	0,481	0,460	18,7	20,6	22,2	19,1	18,3	2,1%
41	Lithuania	0,963	0,835	0,632	0,461	0,478	38,3	33,3	25,1	18,3	19,0	-52,2%
42	Kuwait	0,334	0,468	0,540	0,466	0,491	13,3	18,6	21,5	18,5	19,6	39,4%
43	Indonesia	0,483	0,510	0,589	0,523	0,496	19,2	20,3	23,4	20,8	19,7	8,3%
44	Egypt	0,506	0,493	0,512	0,513	0,501	20,2	19,6	20,4	20,4	19,9	1,3%
45	Qatar	1,192	1,137	0,693	0,649	0,502	47,5	45,3	27,6	25,8	20,0	-45,6%
46	Azerbaijan	2,841	2,845	1,809	0,861	0,506	113,1	113,3	72,0	34,3	20,2	-69,7%
47	Ecuador	0,440	0,487	0,454	0,496	0,514	17,5	19,4	18,1	19,7	20,5	12,8%
48	Algeria	0,599	0,551	0,486	0,490	0,519	23,9	21,9	19,4	19,5	20,7	-18,1%
49	Czech Republic	0,854	0,755	0,706	0,574	0,523	34,0	30,1	28,1	22,9	20,8	-32,7%
50	India	0,684	0,664	0,606	0,542	0,536	27,2	26,4	24,1	21,6	21,3	-20,8%
51	Thailand	0,404	0,500	0,548	0,544	0,547	16,1	19,9	21,8	21,7	21,8	34,7%
52	Pakistan	0,567	0,597	0,620	0,610	0,591	22,6	23,8	24,7	24,3	23,5	7,5%
53	Romania	1,330	1,143	0,918	0,700	0,617	53,0	45,5	36,6	27,9	24,6	-47,4%
54	U. Arab Emirates	0,712	0,688	0,628	0,601	0,637	28,3	27,4	25,0	23,9	25,4	-15,6%
55	South Africa	0,820	0,865	0,793	0,715	0,697	32,7	34,4	31,6	28,5	27,7	-12,8%
56	China	1,369	1,002	0,790	0,774	0,741	54,5	39,9	31,4	30,8	29,5	-43,4%
57	Saudi Arabia	0,574	0,605	0,656	0,718	0,768	22,9	24,1	26,1	28,6	30,6	25,0%
58	Bulgaria	1,710	1,756	1,328	1,047	0,901	68,1	69,9	52,9	41,7	35,9	-38,8%
59	Belarus	2,563	2,050	1,536	1,143	0,968	102,0	81,6	61,1	45,5	38,5	-55,4%
60	Iran	0,968	1,136	1,223	1,284	1,295	38,5	45,2	48,7	51,1	51,6	32,6%
61	Russian	2,513	2,673	2,185	1,688	1,596	100,0	106,4	87,0	67,2	63,6	-32,8%
62	Kazakhstan	3,157	2,580	2,003	1,777	1,706	125,7	102,7	79,7	70,7	67,9	-43,7%
63	Uzbekistan	3,677	4,003	3,432	2,317	2,078	146,4	159,4	136,6	92,2	82,7	-37,0%
64	Turkmenistan	3,902	5,347	3,971	2,850	2,466	155,4	212,9	158,1	113,5	98,2	-27,0%
65	Ukraine	3,719	4,453	3,699	2,676	2,479	148,1	177,3	147,3	106,5	98,7	-28,0%
Total World		0,325	0,304	0,286	0,281	0,281	12,9	12,1	11,4	11,2	11,2	-13,4%

KEP: Kilogramos equivalentes de petróleo; BTU: Unidades Térmicas Británicas. Fuentes: Datos de energía (TEP) tomado de BP (en línea, ref.: de 15 de enero de 2011). Datos de GDP a precios constantes del 2000, tomados de Banco Mundial (en línea, ref.: de 15 de enero de 2011). Nota: La conversión de KEP a BTU de acuerdo a lo establecido en Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla B.17.- Intensidad energética de los países mayormente consumidores.

A partir de los datos citados se comprueba que existen países que han realizado esfuerzos para la reducción de este índice; es así como Japón, Italia, Argentina, España, “Bélgica & Luxemburgo”, Taiwán, México, Chile, Corea del Sur y Malasia, han reducido este índice en un rango entre [-10% y -1%). Países como Suiza, Alemania, Austria, Francia, Finlandia, Estados Unidos, Grecia, Perú, Colombia, Noruega, Filipinas, Países Bajos, Australia, Nueva Zelanda, Canadá, Singapur, Argelia, Emiratos Árabes, Sudáfrica, Turkmenistán y Ucrania lo han reducido entre el [-30% y -10%). En esta misma línea, Dinamarca, República de Irlanda, Reino Unido, Suecia, Hungría, Eslovaquia, Qatar, República Checa, Rumanía, China, Bulgaria, Federación Rusa, Kazakstán y Uzbekistán han tenido una reducción en el rango de [-50% y -30%). Por último, los países con mayores logros entre el período 1990-1994 y 2005-2009 son Polonia (-50,9%), Lituania (-52,2%), Azerbaiyán (-69,7%) y Bielorrusia (-55,4%).

Para el grupo de países que por el contrario han elevado este índice en desmedro de una eficiencia energética, entre los períodos de 1990-1994 y 2005-2009, se encuentran: Con un aumento entre el [1% y 10%): China, Portugal, Turquía, Brasil, Venezuela, Indonesia, Egipto y Pakistán. Para aquellos cuyo aumento se encontró entre [10% y 30%), citamos a: Bangladesh, Islandia, Ecuador y Arabia Saudita. Finalmente, los países con mayor tasa de crecimiento en este índice, son: Kuwait (39,4%), Tailandia (34,7%) e Irán (32,6%). Pese a ello, el mundo ha tenido una reducción entre ambos períodos, lo que le ha permitido reducir este índice en un 13,4%.

Según la información obtenida de US-EIA (2010a, p.317), se pronostica que el grupo de países de la OECD tendrían una reducción de su intensidad energética del (menos) -35,3% entre el 2007 y el 2035. Con respecto a los países de la No-OECD, este mismo informe (EIA, 2010), pronostica que este grupo tendría una reducción del (menos) -45,2%. La Tabla B.18 muestra la intensidad energética por cada región tanto para el grupo de los OECD y de los No-OECD; en la tabla en mención se puede ver como en los países OECD la mayor reducción lo logrará la región de “OECD América del Norte” con un -40,5%, mientras que para el grupo de los No-OECD la mayor reducción lo logrará la región de “No-OECD Asia” y “No-OECD Europa & Eurasia”. Cabe indicar que los datos señalados en la Tabla B.18, tomados del informe EIO-2010, muestra el índice de intensidad energética en miles de BTU por cada USD en PPP

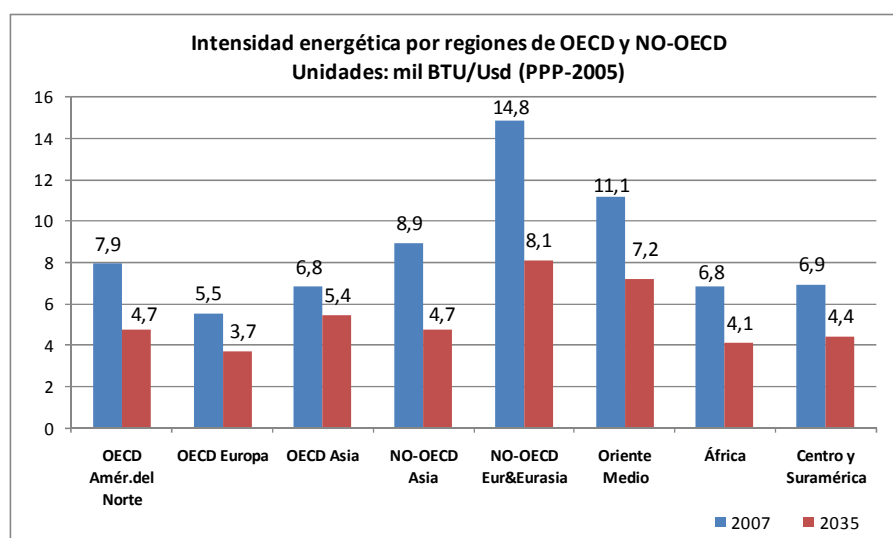
(Purchasing Power Parity) a precios constantes del 2005, esto a diferencia de los datos mostrados en la Tabla B.18.

Intensidad energética.- Unidades: BTU y KEP por cada USD (PPP) a precios const. del 2005.					
Región	2007		2035		Variación %
	mil BTU/Usd	KEP/Usd	mil BTU/Usd	KEP/Usd	
Total OECD	6,8	0,171	4,4	0,111	-35,3%
OECD Amér.del Norte	7,9	0,198	4,7	0,118	-40,5%
OECD Europa	5,5	0,138	3,7	0,093	-32,7%
OECD Asia	6,8	0,171	5,4	0,136	-20,6%
Total NO-OECD	9,3	0,234	5,1	0,128	-45,2%
NO-OECD Asia	8,9	0,224	4,7	0,118	-47,2%
NO-OECD Eur&Eurasia	14,8	0,372	8,1	0,203	-45,3%
Oriente Medio	11,1	0,279	7,2	0,181	-35,1%
África	6,8	0,171	4,1	0,103	-39,7%
Centro y Suramérica	6,9	0,173	4,4	0,111	-36,2%
Total mundo	7,8	0,196	4,8	0,121	-38,5%

BTU: Unidades Térmicas Británicas; KEP: Kilogramos Equivalentes de Petróleo. Nota 01: Los datos en BTU fueron tomados de US-EIA (2010a, p.315, Tabla J1). La conversión de KEP a BTU a partir del factor de 1KEP=39.810, 22 BTU, de acuerdo a lo establecido en Apéndice A. Nota 02: Los dólares se encuentran expresados en PPP (Purchasing Power Parity) a precios constantes del 2005. Elaboración propia.

Tabla B.18.- Intensidad energética por regiones de OECD y NO-OECD.

A su vez, la figura B.5 muestra el índice de intensidad energética entre los años de 2007 y de 2035 de acuerdo a la información presentada en la Tabla B.18.



BTU: Unidades Térmicas Británicas. Nota 01: Realizado a partir de los datos presentados en la Tabla B.18 cuya fuente fue US-EIA (2010a, p.315). Nota 02: Los dólares se encuentran expresados en PPP (Purchasing Power Parity) a precios constantes del 2005. Elaboración propia.

Figura B.5.- Intensidad energética por regiones de OECD y NO-OECD.

B.4. Matices importantes sobre el informe IEO-2010 de la US-EIA.

Dentro de esta sección queremos resaltar aspectos importantes que fueron hallados dentro del informe energético “International Energy Outlook 2010” (US-EIA, 2010a), informe elaborado por la U.S. Energy Information Administration y que, a partir de sus proyecciones y análisis energético realizado para las diversas regiones en el mundo, se convierte en un importante referente. Consecuentemente, de aquí se toman ciertos criterios importantes para la realización de los casos adicionales en esta Tesis, específicamente, para la elaboración de sus escenarios bajo una situación de altas tasas de crecimiento por un lado y, por el otro, bajo la situación de unas bajas tasas de crecimiento dentro de la región suramericana. Con este fin nos serviremos, dentro de esta sección, de las variaciones porcentuales en el consumo energético para estos dos escenarios indicados, en la región de nuestro interés como es “Centro & Suramérica”.

B.4.1. Casos adicionales presentados.

El informe IEO-2010 proyecta por primera vez datos energéticos hasta el año 2035, en él, se presenta una proyección principal denominada “caso de referencia” y que junto a estas proyecciones, dicho informe, brinda otros casos adicionales. El primero, el de una situación de un “alto crecimiento económico” regional y, el segundo, el de un “bajo crecimiento económico”. Se debe considerar que a partir de la actividad económica que presenten los países y regiones se tendría las consecuencias en el incremento o ralentización en la oferta y demanda de energías. Adicionalmente, el informe incluye casos para la situación de tener “altos precios de petróleo” y “bajos precios de petróleo”.

Como preámbulo, respecto a las proyecciones emitidas en el informe sobre el consumo energético del mundo, sus proyecciones fueron generadas a partir de un “sistema modelizado para las proyecciones energéticas agregadas del mundo”, el cual llaman WEPS+, a partir de sus siglas en inglés (World Energy Projections Plus). Este WEPS+ en general usa asunciones del crecimiento del GDP y el precio de los combustibles fósiles. Por otro lado, las proyecciones realizadas sobre la producción mundial de gas natural y su comercio lo realizan a partir del “modelo internacional de gas” o INGM, a partir de sus siglas en inglés (International Natural Gas Model). Este INGM estima la producción de gas natural, la demanda y el comercio internacional a

partir de la combinación de las reservas de gas natural, costos de extracción, energía demandada, costos de transporte y capacidad de acuerdo a la estimación de la futura producción. Así también, la aplicación informática para el “Balance de Combustibles del Mundo” al cual llaman también GWOB, a partir de sus siglas en inglés (Generate World Oil Balance), es usada para crear proyecciones de la oferta de combustibles líquidos basado sobre la capacidad de producción corriente, capacidades adicionales futuras planeadas, recursos, factores geopolíticos, precios de petróleo y proyecciones para la generación de crudo convencional.

Para las proyecciones que realiza el informe, hacia el año 2035, con la consideración de que los países tengan una alta tasa de crecimiento, su metodología asume un incremento del +0,5% de manera anual respecto a las proyecciones del GDP asumidas por cada país. Para el caso de una baja tasa de crecimiento, su metodología asumió disminuir en -0,5% a las proyecciones de crecimiento anuales asumidas por estos mismos. Se prevé, por tanto, que bajo un alta tasa de crecimiento del GDP el mundo tendría un aumento en el consumo energético de un +9,63% con respecto al caso de referencia. Y para el caso de un bajo crecimiento del GDP el mundo tendría una reducción en el consumo energético de -8,58% en relación al mismo caso de referencia.

Para los países de la OECD, bajo una situación de alto crecimiento del GDP, estos países tendrían un aumento en el consumo energético del +9,33%; mientras que para el caso de tener una baja tasa de crecimiento del GDP su consumo energético disminuiría en un -8,30%. Respecto a los países de los NO-OECD, en el escenario de alto crecimiento, su aumento del consumo sería de un +9,80%, mientras que para un escenario de bajo crecimiento su consumo disminuiría en un -8,76%.

La Tabla B.19 nos indica estas variaciones porcentuales bajo los dos casos mencionados, por cada región en el mundo y dada la diferenciación entre países de OECD y No-OECD hacia el año 2035. Para el caso específico de “Centro & Suramérica”, bajo una situación de bajo crecimiento, el consumo energético caería en un -9,85% respecto al caso de referencia. Mientras que, para el caso de una alta tasa de crecimiento, el aumento energético de esta región sería del +10,94%.

Región: Año 2035	Baja tasa de crec. GDP -0,5% GDP x año a Crec.Proyect.			Caso de referencia		Alta tasa de crec. GDP +0,5% GDP x año a Crec.Proyect.		
	Cuatr.BTU	Mill.TEP	Var.Refer.	Cuatr.BTU	Mill.TEP	Cuatr.BTU	Mill.TEP	Var.Refer.
Total OECD	257,4	6.465,7	-8,30%	280,7	7.051,0	306,9	7.709,1	9,33%
OECD Amér.del Norte	132,7	3.333,3	-9,30%	146,3	3.674,9	161,6	4.059,3	10,46%
OECD Europa	82,3	2.067,3	-6,69%	88,2	2.215,5	94,8	2.381,3	7,48%
OECD Asia	42,5	1.067,6	-8,21%	46,3	1.163,0	50,5	1.268,5	9,07%
Total NO-OECD	417,9	10.497,3	-8,76%	458,0	11.504,6	502,9	12.632,4	9,80%
NO-OECD Eur&Eurasia	56,7	1.424,3	-5,81%	60,2	1.512,2	64,1	1.610,1	6,48%
NO-OECD Asia	251,7	6.322,5	-9,23%	277,3	6.965,5	306,0	7.686,5	10,35%
Oriente Medio	41,8	1.050,0	-8,53%	45,7	1.147,9	50,0	1.256,0	9,41%
África	26,4	663,1	-8,97%	29,0	728,5	32,0	803,8	10,34%
Centro y Suramérica	41,2	1.034,9	-9,85%	45,7	1.147,9	50,7	1.273,5	10,94%
Total mundo	675,3	16.963,0	-8,58%	738,7	18.555,5	809,8	20.341,5	9,63%

BTU: Unidades Térmicas Británicas; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Nota: Los datos de BTU fueron tomados de IEO-2010 (US-EIA 2010a, Tablas A1, B1 y C1); la transformación a millones de TEP están de acuerdo a la conversión expuesta en Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla B.19.- Variaciones porcentuales en el consumo energético con respecto al caso de referencia para situación de altas y bajas tasas de crecimiento del GDP.

Como otro aspecto, la Tabla B.20 nos presenta dos situaciones más, de altos y bajos precios de petróleo. En ella se indica acerca de las variaciones porcentuales que se tendría hacia el año 2035 con respecto al caso de referencia. Cabe señalar que en el informe IEO-2010 hacia el 2035, para el caso de altos precios del petróleo, se estableció un techo de 210 USD por barril, mientras que para el caso de bajos precios se estableció un piso de 51 USD. Dentro de la tabla en mención se observa cómo el mundo disminuye su consumo energético en un -2,31% frente a precios altos. Para el caso de bajos precios, el aumento del consumo energético se daría en un +2,17% con relación al caso de referencia.

Región: Año 2035	Altos precios de Petróleo 210 Usd/barril a precio real 2008			Caso de referencia referencia		Bajos precios de Petróleo 51 Usd/barril a precio real 2008		
	Cuatr.BTU	Mill.TEP	%Refer.	Cuatr.BTU	Mill.TEP	Cuatr.BTU	Mill.TEP	%Refer.
Total OECD	275,4	6.917,8	-1,89%	280,7	7.051,0	288,7	7.251,9	2,85%
OECD Amér.del Norte	145,6	3.657,4	-0,48%	146,3	3.674,9	150,3	3.775,4	2,73%
OECD Europa	85,1	2.137,6	-3,51%	88,2	2.215,5	90,6	2.275,8	2,72%
OECD Asia	44,7	1.122,8	-3,46%	46,3	1.163,0	47,8	1.200,7	3,24%
Total NO-OECD	446,2	11.208,2	-2,58%	458,0	11.504,6	466,0	11.705,5	1,75%
NO-OECD Eur&Eurasia	58,9	1.479,5	-2,16%	60,2	1.512,2	61,2	1.537,3	1,66%
NO-OECD Asia	271,0	6.807,3	-2,27%	277,3	6.965,5	282,2	7.088,6	1,77%
Oriente Medio	44,1	1.107,8	-3,50%	45,7	1.147,9	45,4	1.140,4	-0,66%
África	27,9	700,8	-3,79%	29,0	728,5	29,9	751,1	3,10%
Centro y Suramérica	44,3	1.112,8	-3,06%	45,7	1.147,9	47,2	1.185,6	3,28%
Total mundo	721,6	18.126,0	-2,31%	738,7	18.555,5	754,7	18.957,4	2,17%

BTU: Unidades Térmicas Británicas; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Nota: Los datos de BTU fueron tomados de IEO-2010 (US-EIA 2010a, Tablas A1, D1 y E1); la transformación a millones de TEP están de acuerdo a la conversión expuesta en Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla B.20.- Variaciones porcentuales en el consumo energético con respecto al caso de referencia para situación de altos y bajos precios de petróleo.

a. Caso altas y bajas tasas de crecimiento del GDP.

Para observar de forma más detallada el comportamiento energético por cada tipo de combustible, bajo los escenarios de bajas y altas tasas de crecimiento del GDP, la Tabla B.21 permite dicho fin. Esta tabla nos muestra la variación porcentual con respecto al caso de referencia tanto para los combustibles líquidos, gas natural, carbón mineral, energía nuclear y “Otras energías”.

Regiones OECD	Casos Presentados	Líquido		Gas Natural		Carbón mineral		Nuclear		Otras energías		Total Tipo Energías	
		Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref
OECD América del Norte	Caso Ref.	52,5		35,8		26,9		11,3		19,8		146,3	
	Bajo Crec. GDP	46,8	-10,9%	32,8	-8,4%	24,6	-8,6%	11,2	-0,9%	17,4	-12,1%	132,7	-9,3%
	Alto Crec. GDP	58,6	11,6%	38,6	7,8%	29,5	9,7%	11,9	5,3%	23	16,2%	161,6	10,5%
OECD Europa	Caso Ref.	28,3		22,6		11,0		11,2		15,1		88,2	
	Bajo Crec. GDP	25,8	-8,8%	20,8	-8,0%	10,1	-8,2%	11,1	-0,9%	14,4	-4,6%	82,3	-6,7%
	Alto Crec. GDP	31,0	9,5%	24,1	6,6%	12,6	14,5%	11,3	0,9%	15,7	4,0%	94,8	7,5%
OECD Asia	Caso Ref.	17,0		8,5		10,4		7,0		3,5		46,3	
	Bajo Crec. GDP	15,3	-10,0%	7,8	-8,2%	9,3	-10,6%	6,9	-1,4%	3,3	-5,7%	42,5	-8,2%
	Alto Crec. GDP	18,9	11,2%	9,1	7,1%	11,9	14,4%	7,1	1,4%	3,7	5,7%	50,5	9,1%
Total OECD	Caso Ref.	97,7		66,8		48,3		29,5		38,3		280,7	
	Bajo Crec. GDP	87,9	-10,0%	61,3	-8,2%	44,0	-8,9%	29,2	-1,0%	35,1	-8,4%	257,4	-8,3%
	Alto Crec. GDP	108,5	11,1%	71,8	7,5%	53,9	11,6%	30,3	2,7%	42,4	10,7%	306,9	9,3%
Regiones NO-OECD	Casos Presentados	Líquido		Gas Natural		Carbón mineral		Nuclear		Otras energías		Total Tipo Energías	
		Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref
Europa y Eurasia	Caso Ref.	11,0		29,0		9,4		6,3		4,5		60,2	
	Bajo Crec. GDP	9,9	-10,0%	28,1	-3,1%	8,1	-13,8%	6,2	-1,6%	4,3	-4,4%	56,7	-5,8%
	Alto Crec. GDP	12,1	10,0%	29,7	2,4%	11,2	19,1%	6,3	0,0%	4,8	6,7%	64,1	6,5%
Asia	Caso Ref.	66,5		28,2		140,3		9,8		32,5		277,3	
	Bajo Crec. GDP	58,9	-11,4%	27,4	-2,8%	124,3	-11,4%	9,8	0,0%	31,3	-3,7%	251,7	-9,2%
	Alto Crec. GDP	75,1	12,9%	28,7	1,8%	158,5	13,0%	9,8	0,0%	33,9	4,3%	306,0	10,3%
Oriente Medio	Caso Ref.	22,7		21,5		0,4		0,5		0,6		45,7	
	Bajo Crec. GDP	19,6	-13,7%	20,7	-3,7%	0,3	-25,0%	0,5	0,0%	0,6	0,0%	41,8	-8,5%
	Alto Crec. GDP	25,3	11,5%	23,0	7,0%	0,5	25,0%	0,5	0,0%	0,7	16,7%	50,0	9,4%
África	Caso Ref.	9,4		7,4		6,2		0,3		5,8		29,0	
	Bajo Crec. GDP	8,4	-10,6%	7,3	-1,4%	5,3	-14,5%	0,3	0,0%	5,2	-10,3%	26,4	-9,0%
	Alto Crec. GDP	10,5	11,7%	7,4	0,0%	7,4	19,4%	0,3	0,0%	6,4	10,3%	32,0	10,3%
Centro, Suramérica y Caribe	Caso Ref.	16,3		9,1		1,7		0,7		17,9		45,7	
	Bajo Crec. GDP	14,5	-11,0%	7,8	-14,3%	1,5	-11,8%	0,7	0,0%	16,7	-6,7%	41,2	-9,8%
	Alto Crec. GDP	18,3	12,3%	10,6	16,5%	1,9	11,8%	0,7	0,0%	19,3	7,8%	50,7	10,9%
Total NO- OECD	Caso Ref.	125,9		95,2		157,9		17,5		61,4		458,0	
	Bajo Crec. GDP	111,4	-11,5%	91,3	-4,1%	139,5	-11,7%	17,5	0,0%	58,2	-5,2%	417,9	-8,8%
	Alto Crec. GDP	141,4	12,3%	99,4	4,4%	179,4	13,6%	17,6	0,6%	65,0	5,9%	502,9	9,8%
Región	Casos Presentados	Líquido		Gas Natural		Carbón mineral		Nuclear		Otras energías		Total Tipo Energías	
		Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref
Total Mundo	Caso Ref.	223,6		162,0		206,3		47,1		99,8		738,7	
	Bajo Crec. GDP	199,3	-10,9%	152,6	-5,8%	183,5	-11,1%	46,7	-0,8%	93,3	-6,5%	675,3	-8,6%
	Alto Crec. GDP	249,9	11,8%	171,3	5,7%	233,3	13,1%	47,9	1,7%	107,4	7,6%	809,8	9,6%

BTU: Unidades Térmicas Británicas; Nota: Los datos de BTU fueron tomados de IEO-2010 (US-EIA 2010a, Tablas A2, B2 y C2). Elaboración propia.

Tabla B.21.- Variaciones porcentuales en el consumo energético por tipo de fuente con respecto al caso de referencia para situación de altas y bajas tasas de crecimiento.

Escenario países OECD y No-OECD: Bajas tasas de crecimiento por tipo de fuente.- Como puede verse en la Tabla B.21, para el grupo de los países OECD y en un escenario de bajas tasas de crecimiento del GDP hacia el 2035, diríamos que los combustibles líquidos se reducirían en un -10% en relación con el caso de referencia. En

el caso del gas natural, ésta reducción se daría en un -8,2%; mientras que el carbón mineral lo haría en un -8,9%; la energía nuclear en un -1,0% y “otras energía”, que implica energías renovables, en un -8,4%; cada uno con respecto al caso de referencia.

En el caso del grupo No-OECD, las energías primarias líquidas se reducirían hacia el 2035 en un -11,5% con respecto al caso de referencia. El gas natural tendría una menor caída que el anterior grupo, ya que éste se reduciría en un -4,1%; el carbón mineral, caería en un -11,7%; la energía nuclear se mantendría invariante (por ello la variación es 0%) y, las “otras energías”, se verían reducidas en un -5,2%.

Escenario países OECD y No-OECD: Altas tasas de crecimiento por tipo de fuente.- De acuerdo a lo observado en la Tabla B.21 los países de la OECD, hacia el 2035, tendrían en términos generales un aumento del 11,1% para el consumo de las energías primarias líquidas; 7,5% en gas natural; el 11,6% en carbón mineral; mientras tanto, en energía nuclear su variación se daría en un 2,7% y, en “otras energías”, su aumento se daría en un 10,7%; pues como se explicó estas variaciones se darían con respecto a sus propios casos de referencia. Con respecto a los países No-OECD, las tasas de consumo se verán incrementadas de la siguiente manera: en un 12,3% para las energías líquidas; en 4,4% en gas natural; en un 13,6% para carbón mineral; se registraría una pequeña tasa de 0,6% en energía nuclear y, por último, un 5,9% en “otras energías”; cada una con respecto a sus casos de referencia y con respecto a sus proyecciones hacia el año 2035.

Como información adicional y referente a la región de “*Centro & Suramérica*”, bajo una situación de ***bajas tasas de crecimiento*** del GDP, la variación negativa generalizada en el consumo de los diferentes combustibles se daría de la siguiente manera: Energías líquidas, con un -11,0%; para gas natural, con un -14,3%; carbón mineral, en -11,8%, energía nuclear, el cuál sería invariante, es decir variación 0% respecto a su caso de referencia; y, para “otras energía”, las que involucran las renovables, en un -6,7%.

Finalmente, dentro de esta misma región de “*Centro & Suramérica*”, para el caso de ***altas tasas de crecimiento***, sus variaciones se darían de la siguiente manera:

energías líquidas, con un 12,3%; gas natural, con un 16,5%; carbón mineral, con un 11,8%; energía nuclear, se mantendría invariante (0,0%) y, otras energías, éstas crecerían en un 7,8%.

Escenario mundial: Altas y bajas tasas de crecimiento por tipo de fuente.-

Se indica que la Tabla en mención (B.21), se presenta también el comportamiento mundial por cada uno de los combustibles y para ambos escenarios. En el escenario de bajo crecimiento estas reducciones, con respecto al caso de referencia, se darían negativamente y de manera generalizada en este orden: -10,9% para energías líquidas; -5,8% para el combustible de gas natural; en un -11,1% en el caso del carbón mineral; -0,8% para el consumo de energía nuclear y de -8,6% en “otras energías”.

Las variaciones porcentuales que se darían en el mundo, como un todo, según el caso de altas tasas de crecimiento y por tipo de combustible, serían: energía líquidas, 11,8%; gas, 5,7%; carbón mineral, 13,1%; energía nuclear, 1,7%; y otras energías, 7,6%; todas estas variaciones con respecto a sus respectivos casos de referencia. La Tabla B.21 presentan conjuntamente estas variaciones porcentuales con sus cifras expresadas en términos energético en BTU.

b. Caso altos y bajos precios de petróleo.

Para el análisis por tipo de fuente y bajo los escenarios de altos y bajos precios de petróleo se presentan los siguientes matices de acuerdo a las observaciones realizadas en la Tabla B.22, en sus proyecciones hacia el año 2035.

Para un escenario de altos precios del petróleo ocurriría una disminución en el consumo energético con respecto al caso de referencia. Para esta situación las caídas porcentuales se darían de la siguiente manera: energías líquidas, en un -14,0%, así también, en el caso de sus energías sustitutas el gas natural tendría un incremento de un +3,1%; y el carbón mineral, en un +3,2%. En un escenario de bajos precios del petróleo el consumo de energías primarias, energías líquidas, éstas aumentarían en un +11,3%, por lo que disminuiría el consumo de sus energías sustitutas de la siguiente manera: gas en un -1,1%; carbón mineral, en un -2,7%, energía nuclear, en un -0,4% y, para “otras

energías”, se tendría una reducción del -1,8%; todas ellas bajo los casos de referencia respectivas.

Regiones OECD	Casos Presentados	Líquido		Gas Natural		Carbón mineral		Nuclear		Otras energías		Total Tipo Energías	
		Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.
OECD América del Norte	Caso Ref.	52,5		35,8		26,9		11,3		19,8		146,3	
	Alto precio bbl	47,3	-9,9%	36,7	2,5%	28,8	7,1%	11,4	0,9%	21,5	8,6%	145,6	-0,5%
	Bajo precio bbl	59,0	12,4%	36,1	0,8%	25,8	-4,1%	11,2	-0,9%	18,3	-7,6%	150,3	2,7%
OECD Europa	Caso Ref.	28,3		22,6		11,0		11,2		15,1		88,2	
	Alto precio bbl	23,7	-16,3%	23,4	3,5%	11,6	5,5%	11,2	0,0%	15,2	0,7%	85,1	-3,5%
	Bajo precio bbl	31,5	11,3%	22,1	-2,2%	10,7	-2,7%	11,2	0,0%	15,1	0,0%	90,6	2,7%
OECD Asia	Caso Ref.	17,0		8,5		10,4		7,0		3,5		46,3	
	Alto precio bbl	14,6	-14,1%	8,9	4,7%	10,8	3,8%	7,0	0,0%	3,5	0,0%	44,7	-3,5%
	Bajo precio bbl	18,8	10,6%	8,4	-1,2%	10,1	-2,9%	7,0	0,0%	3,4	-2,9%	47,8	3,2%
Total OECD	Caso Ref.	97,7		66,8		48,3		29,5		38,3		280,7	
	Alto precio bbl	85,6	-12,4%	68,9	3,1%	51,2	6,0%	29,6	0,3%	40,2	5,0%	275,4	-1,9%
	Bajo precio bbl	109,3	11,9%	66,6	-0,3%	46,6	-3,5%	29,4	-0,3%	36,8	-3,9%	288,7	2,9%
Regiones NO-OECD	Casos Presentados	Líquido		Gas Natural		Carbón mineral		Nuclear		Otras energías		Total Tipo Energías	
		Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.
Europa y Eurasia	Caso Ref.	11,0		29,0		9,4		6,3		4,5		60,2	
	Alto precio bbl	9,3	-15,5%	28,8	-0,7%	10,0	6,4%	6,3	0,0%	4,6	2,2%	58,9	-2,2%
	Bajo precio bbl	12,8	16,4%	28,6	-1,4%	9,0	-4,3%	6,3	0,0%	4,5	0,0%	61,2	1,7%
Asia	Caso Ref.	66,5		28,2		140,3		9,8		32,5		277,3	
	Alto precio bbl	56,6	-14,9%	29,0	2,8%	142,9	1,9%	9,8	0,0%	32,7	0,6%	271,0	-2,3%
	Bajo precio bbl	75,7	13,8%	27,2	-3,5%	137,2	-2,2%	9,8	0,0%	32,4	-0,3%	282,2	1,8%
Oriente Medio	Caso Ref.	22,7		21,5		0,4		0,5		0,6		45,7	
	Alto precio bbl	19,2	-15,4%	23,2	7,9%	0,5	25,0%	0,5	0,0%	0,7	16,7%	44,1	-3,5%
	Bajo precio bbl	23,2	2,2%	20,7	-3,7%	0,3	-25,0%	0,5	0,0%	0,6	0,0%	45,4	-0,7%
África	Caso Ref.	9,4		7,4		6,2		0,3		5,8		29,0	
	Alto precio bbl	7,7	-18,1%	7,4	0,0%	6,7	8,1%	0,3	0,0%	5,9	1,7%	27,9	-3,8%
	Bajo precio bbl	10,5	11,7%	7,5	1,4%	6,0	-3,2%	0,3	0,0%	5,7	-1,7%	29,9	3,1%
Centro, Suramérica y Caribe	Caso Ref.	16,3		9,1		1,7		0,7		17,9		45,7	
	Alto precio bbl	13,8	-15,3%	9,8	7,7%	1,7	0,0%	0,7	0,0%	18,3	2,2%	44,3	-3,1%
	Bajo precio bbl	17,5	7,4%	9,5	4,4%	1,6	-5,9%	0,7	0,0%	17,9	0,0%	47,2	3,3%
Total NO-OECD	Caso Ref.	125,9		95,2		157,9		17,5		61,4		458,0	
	Alto precio bbl	106,6	-15,3%	98,1	3,0%	161,9	2,5%	17,5	0,0%	62,1	1,1%	446,2	-2,6%
	Bajo precio bbl	139,6	10,9%	93,6	-1,7%	154,2	-2,3%	17,5	0,0%	61,1	-0,5%	466,0	1,7%
Región	Casos Presentados	Líquido		Gas Natural		Carbón mineral		Nuclear		Otras energías		Total Tipo Energías	
		Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.	Cuatrill. BTU	%Var. Caso.Ref.
Total Mundo	Caso Ref.	223,6		162,0		206,3		47,1		99,8		738,7	
	Alto precio bbl	192,2	-14,0%	167,0	3,1%	213,0	3,2%	47,1	0,0%	102,3	2,5%	721,6	-2,3%
	Bajo precio bbl	248,9	11,3%	160,2	-1,1%	200,8	-2,7%	46,9	-0,4%	98,0	-1,8%	754,7	2,2%

BTU: Unidades Térmicas Británicas. Nota: Los datos de BTU fueron tomados de IEO-2010, Tablas A2, D2 y E2. Elaboración propia.

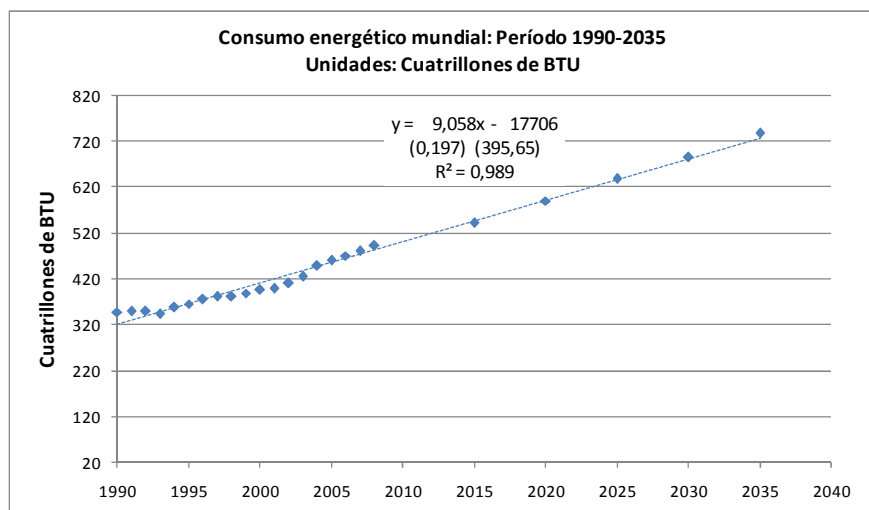
Tabla B.22.- Variaciones porcentuales, hacia el año 2035, para el consumo energético por tipo fuente y con respecto al caso de referencia; en situaciones de altos y bajos precios de petróleo.

B.4.2. Tendencia creciente en el consumo mundial.

A partir de los datos estadísticos presentados por la US Energy Information Administration (US-EIA, 2010 y en línea), podemos observar como el consumo energético entre 1990 y 2008⁽¹⁰⁾ ha evolucionado de manera constante. Si a estos datos históricos añadimos la información proyectada en el informe IEO-2010 (US-EIA,

¹⁰ El dato correspondiente al 2008 es el último dato registrado a fecha de 19 de mayo de 2011 en las estadísticas de la US-IEA (en línea).

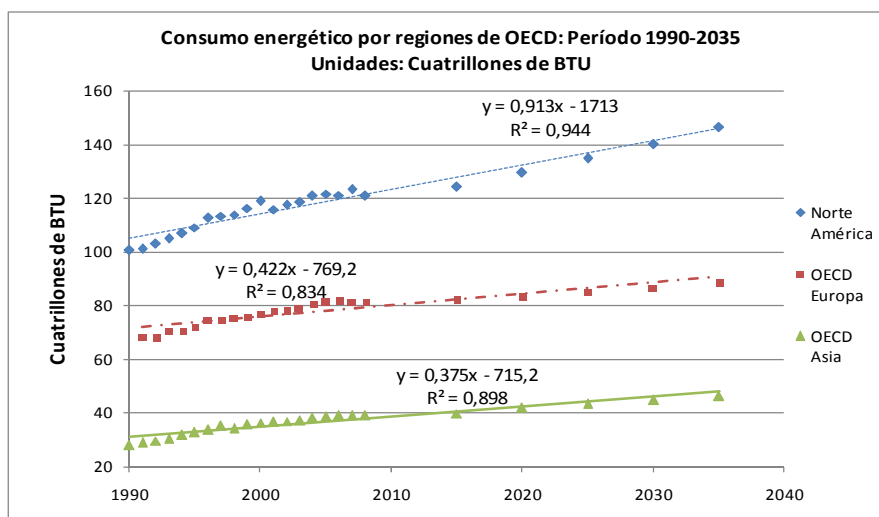
2010), vemos como esta tendencia será reforzada. La Figura B.6 presenta el consumo energético cuyo comportamiento se mantiene lineal.



BTU: Unidades Térmicas Británicas. Nota 01: La serie entre 1990 y 2008 fueron obtenidos en US-EIA (en línea, ref.: de 27 de marzo de 2011). Nota 02: Los datos para el 2015, 2020, 2030 y 2035 obtenidos de la IEO-2010 (US-EIA, 2010a, p.145). Elaboración propia.

Figura B.6.- Comportamiento del consumo energético mundial: 1990-2035.

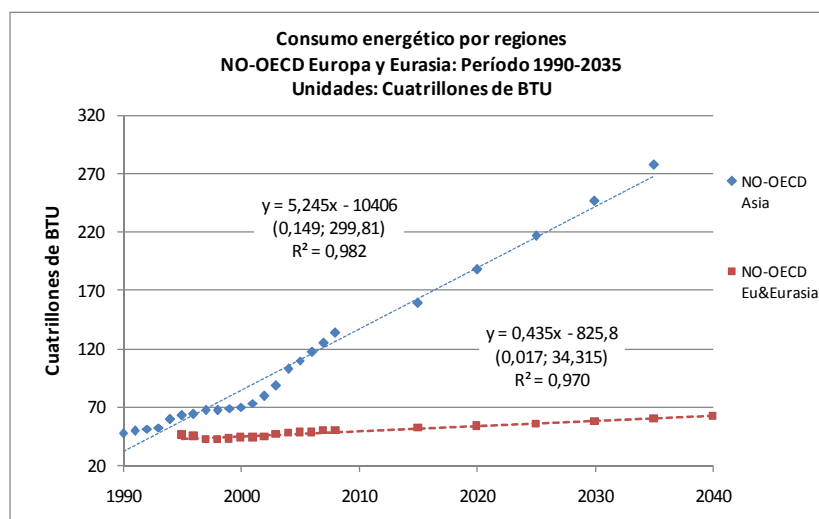
Por otro lado, la Figura B.7 muestra la tendencia en el consumo energético, pero diferenciando ahora las diversas regiones de la OECD como lo son: OECD América del Norte, OECD Europa y OECD Asia.



BTU: Unidades Térmicas Británicas. Nota 01: La serie entre 1990 y 2008 fueron obtenidos en US-EIA (en línea, ref.: de 27 de marzo de 2011). Nota 02: Los datos para el 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035 fueron obtenidos del IEO-2010 (US-EIA, 2010a, p.145). Nota: Las desviaciones estándar de cada modelo se corresponden con: "Norte América" (0,044; 94,360); "OECD Europa" (0,076; 153,79) y "OECD-Asia" (0,026; 53,868). Elaboración propia.

Figura B.7.- Comportamiento del consumo energético para las regiones de la OECD: 1990-2035.

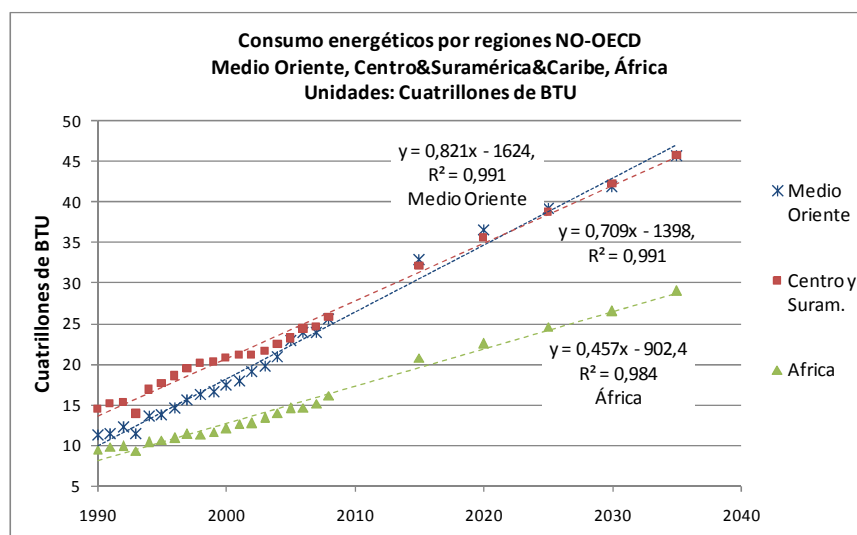
La Figura B.8 muestra, de igual manera, el comportamiento del consumo energético, ahora para las regiones de la “NO-OECD Asia” y de los “No-OECD Europa & Eurasia”.



BTU: Unidades Térmicas Británicas. Nota 01: La serie entre 1990 y 2008 fueron obtenidos de US-EIA (en línea), ref.: de 27 de marzo de 2011. Nota 02: Los datos para el 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035 obtenidos de la IEO-2010 (US-EIA, 2010a, p.145). Elaboración propia.

Figura B.8.- Comportamiento del consumo energético de las regiones de NO-OECD Asia, y No-OECD Europa & Eurasia: 1990-2035.

En consecuencia, la Figura B.9 muestra el comportamiento en el consumo energético de las otras regiones de la NO-OECD como: Medio Oriente, “Centro & Suramérica” y África.



BTU: Unidades Térmicas Británicas. Nota 01: La serie entre 1990 y 2008 fueron obtenidos en US-EIA (en línea), ref.: de 27 de marzo de 2011. . Nota 02: Los datos para el 2015, 2020, 2030 y 2035 obtenidos de la IEO-2010 (US-EIA, 2010a, p.145). Elaboración propia.

Figura B.9.- Tendencia lineal del consumo energético de las regiones de Medio Oriente, “Centro & Suramérica” y África.

B.5. Conclusiones del Apéndice B.

Como fue expuesto tanto en el capítulo introductorio del Apéndice y dentro del Apéndice B, aquí se analizó la situación energética presente y futura de la región conjunta y específica de “Centro y Suramérica”, dentro de un panorama global. Y esto se lo ha realizado a partir de los datos expuestos, principalmente, del Informe IEO-2010 presentado por la US-EIA (2010) y sobre los informes emitidos por la BP Statistical Review of World Energy.

Por tanto, a partir de dicho análisis se ha obtenido información relevante, en el cual se nos informa que, por ejemplo, los mayores países consumidores a nivel mundial de energías primarias son: Estados Unidos, China, Rusia, India y Japón, los cuales albergan alrededor del 53% del consumo mundial. A su vez, países suramericanos como Brasil, ocupan el puesto 10mo dentro de esta lista y Argentina el 30avo puesto. Y aunque países como China, India, Brasil y México se encuentran entre los 15 mayores consumidores de energía a nivel mundial, no son los mayores consumidores energéticos per-cápita, pues entre estos otros se encuentran: Qatar, Emiratos Árabes, Islandia, Singapur, Kuwait, Canadá, Noruega, Arabia Saudita, Estados Unidos y “Bélgica & Luxemburgo”, de acuerdo a datos del año 2009.

Así también, con respecto a los mayores consumidores de líquidos petroléos a nivel mundial, se encuentran: EEUU, China, Japón, India, Rusia, Arabia Saudita, Alemania, Brasil, Sudáfrica, Canadá, México, Francia, Irán, Reino Unido e Italia. Mientras que la región de mayor consumo fue “Asia-Pacífico”, y le siguieron: Norte América, Europa y Eurasia, Medio Oriente, Centro y Suramérica y, finalmente, África.

Con respecto al gas natural, esta fuente tendrá un incremento en su consumo de alrededor del 44,5% hacia el año 2035, de acuerdo a US-EIA (2010), aunque la participación de esta fuente, dentro de la matriz energética mundial, se mantendrá invariante hacia este futuro previsto (22% en promedio). Y como países mayormente consumidores de este producto, se encuentran: Estados Unidos, Rusia, Irán, Canadá, China, Japón, Reino Unido, Alemania, Arabia Saudita, Italia, México, Emiratos Árabes, India, Uzbekistán y Ucrania.

Por otro lado, el consumo de carbón mineral se incrementará en un 55,80% hacia el año 2035, donde las dos regiones mayormente consumidoras serán “Asia-Pacífico” y “Norte América”. En cuanto a energía nuclear, tiene una proyección de crecimiento en un 73,4% hacia este mismo año 2035, en el cual, los mayores productores seguirán siendo Estados Unidos y Francia que juntos, en la actualidad, generan y consumen alrededor del 50% de este tipo de energías. Y sobre energías renovables; en los cuales se hallan las energías hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, por biomasa y residuos, mareomotriz e hidrógeno líquido; éstas energías en conjunto, según la US-EIA (2010a, p.154, Tabla A.9), se incrementarán en un 104,3% hacia el año 2035, y pasará de representar el 9,9% del total del consumo energético a un 13,5%, en el 2035. Pues bien, con respecto a consumo de generación hidroeléctrica, el mismo que representa alrededor del 60% del total conjunto de las renovables, los mayores consumidores a nivel mundial son: China, Canadá y Brasil (las Tablas B.14 y B.15 muestra un resumen de estos incrementos y por tipo de fuente energética primaria).

Finalmente, a partir del análisis que se realiza a los dos escenarios adicionales que presenta el informe IEO-2010, en sus situaciones de una alta tasa y de una baja tasa de crecimiento, se estima que el consumo energético mundial se incrementará en un +9,63%, con respecto al caso referencial, y para el caso adverso en un -8,58%. Con respecto al referencial Aunque para mayores detalles de estas variaciones, por tipo de combustible y por región mundial, se aconseja visitar la Tabla B.21. Se espera, por tanto, que esta sección esclarezca la situación suramericana dentro de un marco global y brinde las iniciativas para indagar sobre el rol energético que podrá cumplir dentro de este contexto mundial.

APÉNDICE C.

C. CONSUMO, PRODUCCIÓN, CAPACIDADES Y PROYECCIONES ENERGÉTICAS SURAMERICANAS.

C.1. Introducción del capítulo.

Esta sección surge por la necesidad de contar con un estudio actualizado que nos detalle el perfil energético tanto a nivel regional como por cada uno de los doce países suramericanos que componen UNASUR. También, a partir de la necesidad de querer contar con una herramienta que nos permita evaluar la matriz energética de consumo y sus proyecciones hacia el año definido de 2035. Por consiguiente, este trabajo empírico nos permitirá descubrir las potencialidades regionales en cuanto a producción y disponibilidad de recursos energéticos. Por otro lado, es importante señalar que en la actualidad el subcontinente no cuenta con este tipo de estudios, por lo que este aporte se vuelve fundamental dentro de la región suramericana.

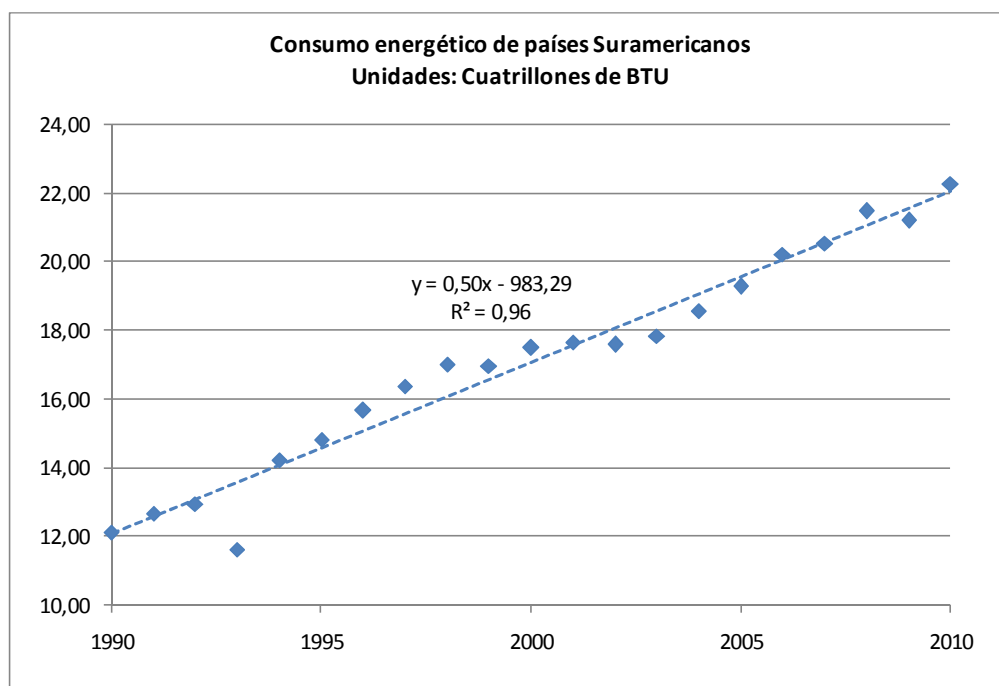
Y aunque el contenido de este trabajo (fundamentalmente todo lo que se alberga dentro de los Apéndice C y D) podría resultar demasiado prolijo para un lector no especializado, se señala que cada uno de los temas desarrollados se vuelven indispensables para mostrar finalmente los resultados de este trabajo. Es decir, esta sección será conducida más desde un punto de vista técnico y con un mayor manejo de las diversas variables, sean éstas: energéticas, volumétricas y másicas. Además, al ser un estudio complejo nos hemos visto en la necesidad de disponer o complementar su información con diversas tablas, cálculos y demás fuentes que fueron previamente expuestas en los Apéndices A y B.

Mientras tanto, con respecto a las estadísticas del cual partió este estudio se indica haber hecho uso de múltiples fuentes, aunque la última actualización se realizó entre julio y octubre del año 2011. Paralelamente, se reitera que los detalles metodológicos con que fueron contruidos las diversas tablas y gráficos, fueron enunciados dentro del capítulo introductorio de estos Apéndices, así también, existen múltiples referencias en cada una de las tablas en las que se detallan también sus rasgos y criterios de construcción. Por último, queda expresar que este trabajo se constituye en la base fundamental para el desarrollo del capítulo 3, del cual se emiten una serie de referencias que permiten visualizar a la integración energética como un verdadero medio para la consolidación de UNASUR.

C.2. Energías primarias totales suramericanas.

C.2.1. Consumo energético presente.

A partir de los datos presentados en la Tabla C.1 se observa que el consumo total de energías primarias en Suramérica, para el 2010, fue de 22,29 Cuatrillones de Unidades Térmicas Británicas (BTU), equivalente a 559,9 Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP). Esta cantidad representó el 85,1% del total conjunto tanto de Centroamérica, Suramérica y países del Caribe¹¹ (de aquí en adelante simplemente denominado como “Centro y Suramérica”). Esta misma cantidad representó a su vez el 4,4% del consumo total mundial. En este sentido, Brasil es el mayor consumidor con el 51% del consumo energético regional, mientras tanto, le siguen: Argentina (14,6%), Venezuela (14,2%), Colombia (6,5%) y Chile (5,3%) que juntos, estos cinco países, representaron el 91% del consumo energético suramericano. La figura C.1 nos permite observar la tendencia existente desde 1990 a 2010.



BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]. Fuente: US-EIA (en línea), ref.: de 31 de marzo de 2011. Elaboración propia.

Figura C.1.- Consumo histórico de los países suramericanos: Tendencia lineal.

¹¹ Dentro de las estadísticas energéticas México está incluido dentro de la región “América del Norte”. Por tanto, en este trabajo, a dicho país se lo excluirá al hablar de la región “Centro & Suramérica”. Se recalca una vez más que dentro de esta clasificación última se incluyen a los países del Caribe.

Consumo de energías primarias suramericanas: (Cuatrillones de BTU)								
Países	Períodos (promedio de consumo)				% Variac. 1990 a 2010	Año		
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-08		Cons.	Cons.	% To.t
Brasil	5,890	7,735	8,634	10,255	96,9%	10,440	11,324	50,81%
Argentina	2,021	2,470	2,642	3,178	73,9%	3,177	3,260	14,62%
Venezuela	2,204	2,642	2,878	3,113	51,9%	3,183	3,170	14,22%
Colombia	0,986	1,186	1,183	1,351	61,9%	1,408	1,440	6,46%
Chile	0,608	0,895	1,096	1,207	107,6%	1,177	1,172	5,26%
Perú	0,398	0,496	0,549	0,687	107,3%	0,711	0,798	3,58%
Ecuador	0,278	0,334	0,368	0,474	104,2%	0,504	0,518	2,33%
Bolivia	0,095	0,130	0,173	0,236	172,7%	0,252	0,253	1,13%
Uruguay	0,132	0,146	0,160	0,163	22,3%	0,163	0,164	0,74%
Paraguay	0,061	0,085	0,095	0,114	133,3%	0,125	0,134	0,60%
Suriname	0,035	0,034	0,032	0,035	2,3%	0,035	0,035	0,16%
Guyana	0,013	0,017	0,023	0,022	122,2%	0,021	0,021	0,09%
Total Suram.	12,721	16,169	17,832	20,834	83,7%	21,198	22,289	100,00%
% de C&Suram.	85,4%	86,0%	84,8%	84,8%		84,8%	85,1%	
% de Mundo	3,7%	4,4%	4,4%	4,4%		4,5%	4,4%	
Tot.C.&Suram.	15,12	19,18	21,40	25,01	84,4%	25,547	26,720	
Tot. Mundo	349,437	378,541	416,662	484,399	47,5%	485,639	512,954	

Consumo de energías primarias suramericanas: (Millones de TEP)								
Países	Períodos (promedio de consumo)				% Variac. 1990 a 2010	Año		
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-08		Cons.	Cons.	% To.t
Brasil	147,948	194,294	216,871	257,604	96,9%	262,255	284,455	50,81%
Argentina	50,771	62,037	66,359	79,824	73,9%	79,801	81,878	14,62%
Venezuela	55,372	66,359	72,281	78,204	51,9%	79,966	79,621	14,22%
Colombia	24,758	29,793	29,718	33,926	61,9%	35,366	36,159	6,46%
Chile	15,265	22,473	27,537	30,307	107,6%	29,568	29,446	5,26%
Perú	10,009	12,456	13,785	17,268	107,3%	17,870	20,043	3,58%
Ecuador	6,978	8,387	9,238	11,897	104,2%	12,670	13,021	2,33%
Bolivia	2,389	3,254	4,354	5,940	172,7%	6,332	6,343	1,13%
Uruguay	3,310	3,679	4,015	4,089	22,3%	4,103	4,117	0,74%
Paraguay	1,538	2,133	2,390	2,852	133,3%	3,135	3,378	0,60%
Suriname	0,873	0,856	0,796	0,890	2,3%	0,886	0,887	0,16%
Guyana	0,319	0,421	0,577	0,543	122,2%	0,525	0,526	0,09%
Total Suram.	319,530	406,141	447,921	523,344	83,7%	532,476	559,873	100,00%
% de C&Suram.	85,4%	86,0%	84,8%	84,8%		84,8%	85,1%	
% de Mundo	3,7%	4,4%	4,4%	4,4%		4,5%	4,4%	
Tot.C.&Suram.	379,74	481,73	537,59	628,32	84,4%	641,73	671,18	
Tot. Mundo	8.777,57	9.508,63	10.466,22	12.167,71	47,5%	12.198,86	12.884,99	

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Nota: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU. Fuente: US-EIA (en línea), ref.: de 31 de marzo de 2011. Elaboración propia.

Tabla C.1- Consumo energético de los países suramericanos y de la región.

C.2.2. Proyecciones para el consumo de energías primarias.

La Tabla C.2 nos muestra la proyección del consumo de las energías primarias en Unidades Térmicas Británicas (BTU)¹² y en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP) hacia los años 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035. En dicha tabla se presenta la Tasa de Crecimiento Promedio Anual (TCP) en los diferentes períodos históricos, así como la TCP entre 2010 y los datos proyectados al año 2035. A través de la proyección realizada vemos como la región aumentará su consumo en 2,34 veces hacia el año 2035, es decir, pasará de un consumo de 22,29 Cuatrillones¹³ de BTU (559,9 Millones de TEP) a 52,23 Cuatrillones de BTU (1.311,9 Millones de TEP).

La TCP proyectada de la región sería del 3,5%, a su vez, Brasil tendría una tasa del 3,6%, pues su consumo se incrementaría en 2,4 veces hacia el año indicado, por tanto, este consumo abarcaría el 53% del total regional suramericano. En segundo lugar, se encontraría Argentina el mismo que duplicaría su consumo en este período señalado, por lo que registrará una TCP del 3%, y representará el 13,1% dentro del total regional. Otro país que se presenta como gran consumidor es Venezuela, con un TCP del 3,2%, el mismo que duplicaría su consumo entre 2010 y 2035; por su parte, estos tres países cubrirán el 80% del consumo total regional. Cabe resaltar que Bolivia y Perú son los dos países que presentarán las mayores TCP regionales, con un 4,5% cada uno.

Se menciona adicionalmente que dentro del total global de las energías primarias se involucran como componentes del consumo a las energías consumidas provenientes de: energías líquidas, gas natural, carbón mineral, energía nuclear y energías renovables. A su vez, las energías renovables contabilizan las provenientes de las energías: hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz y por “biomasa y residuos”; cada uno determinado en su sección respectiva dentro de este capítulo. Para el caso de las energías renovables que son estimadas en unidades térmicas, tanto en BTU como en TEP, estos datos fueron calculados bajo las indicaciones del Apéndice A, en su sección respectiva A.6. A manera histórica, y a partir de la misma Tabla C.2, se observa cómo la

¹² BTU a partir de su terminología inglesa British Thermal Unit.

¹³ El término Cuatrillones o Cuatrillón es usado dentro de este trabajo con la finalidad de preservar el término anglosajón y el cual es usado dentro de la base estadística de la US-IEA. Sin embargo, adaptándonos al Sistema Internacional (SI), esta expresión se correspondería con el valor de 1×10^{15} unidades (la unidad más quince ceros), es decir un Cuatrillón de BTU equivaldría a 1 Peta BTU, de acuerdo a los prefijos mencionados en Apéndice A.

región ha tenido crecimientos importantes en las dos últimas décadas, esto según sus tasas de crecimiento anuales positivos, pues quedan reflejadas en esos puntos.

Proyección consumo total de energías primarias: Cuatrillones (1.000.000.000.000) de BTU.											
País	Tasa Crec.Promed. (TCP)				Histór.	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	3,6%	4,1%	1,3%	3,2%	11,324	13,515	16,129	19,249	22,972	27,416	3,6%
Argentina	4,6%	3,0%	1,0%	0,9%	3,260	3,779	4,381	5,078	5,887	6,825	3,0%
Venezuela	4,0%	1,7%	1,4%	0,0%	3,170	3,710	4,343	5,084	5,951	6,966	3,2%
Colombia	5,4%	1,9%	0,9%	2,2%	1,440	1,669	1,935	2,243	2,600	3,014	3,0%
Chile	5,3%	6,4%	4,2%	-2,2%	1,172	1,359	1,575	1,826	2,117	2,454	3,0%
Perú	4,1%	2,0%	2,1%	3,9%	0,798	1,182	1,445	1,847	2,100	2,395	4,5%
Ecuador	5,5%	2,2%	3,3%	3,2%	0,518	0,646	0,805	1,003	1,250	1,558	3,8%
Bolivia	4,0%	3,4%	5,8%	2,2%	0,253	0,368	0,471	0,582	0,682	0,760	4,5%
Uruguay	0,8%	6,4%	-3,8%	2,0%	0,164	0,197	0,238	0,287	0,346	0,416	3,2%
Paraguay	5,2%	4,2%	0,5%	5,6%	0,134	0,163	0,198	0,240	0,290	0,351	3,8%
Suriname	0,6%	0,4%	3,5%	-0,4%	0,035	0,038	0,040	0,043	0,046	0,049	1,3%
Guyana	13,4%	12,0%	-2,1%	-1,0%	0,021	0,021	0,022	0,023	0,023	0,024	0,5%
Tot. Suram.	4,1%	3,4%	1,5%	2,0%	22,289	26,647	31,582	37,504	44,265	52,229	3,5%

Proyección consumo total de energías primarias: Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)											
País	Tasa Crec.Promed. (TCP)				Histór.	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	3,6%	4,1%	1,3%	3,2%	284,45	339,48	405,15	483,51	577,04	688,66	3,6%
Argentina	4,6%	3,0%	1,0%	0,9%	81,88	94,92	110,04	127,56	147,88	171,43	3,0%
Venezuela	4,0%	1,7%	1,4%	0,0%	79,62	93,20	109,10	127,71	149,49	174,99	3,2%
Colombia	5,4%	1,9%	0,9%	2,2%	36,16	41,92	48,60	56,34	65,31	75,71	3,0%
Chile	5,3%	6,4%	4,2%	-2,2%	29,45	34,14	39,57	45,88	53,18	61,65	3,0%
Perú	4,1%	2,0%	2,1%	3,9%	20,04	29,68	36,29	46,39	52,75	60,16	4,5%
Ecuador	5,5%	2,2%	3,3%	3,2%	13,02	16,23	20,22	25,20	31,40	39,14	3,8%
Bolivia	4,0%	3,4%	5,8%	2,2%	6,34	9,24	11,84	14,62	17,13	19,10	4,5%
Uruguay	0,8%	6,4%	-3,8%	2,0%	4,12	4,96	5,98	7,20	8,68	10,46	3,2%
Paraguay	5,2%	4,2%	0,5%	5,6%	3,38	4,11	4,97	6,02	7,29	8,82	3,8%
Suriname	0,6%	0,4%	3,5%	-0,4%	0,89	0,95	1,01	1,08	1,15	1,23	1,3%
Guyana	13,4%	12,0%	-2,1%	-1,0%	0,53	0,54	0,55	0,57	0,58	0,60	0,5%
Tot. Suram.	4,1%	3,4%	1,5%	2,0%	559,87	669,35	793,31	942,08	1.111,89	1.311,94	3,5%

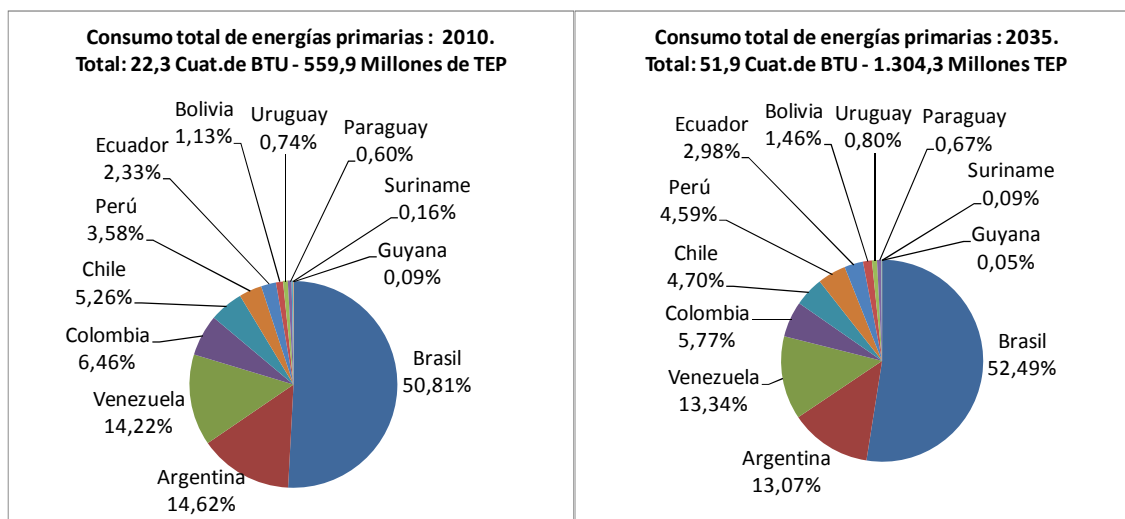
Nota 01: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a Apéndice A. Nota 02: Los promedios de consumo energético históricos fueron realizados a partir de los datos expuestos por la US-EIA (en línea), ref.: de 05 de mayo de 2011. Nota 03 Con respecto a las proyecciones, para el caso de Brasil, se accedió al informe prospectivo emitido por las fuentes Brasil. Ministerio de Minas y Energía (2010a, 2010b y en línea), de dicho informe se accedieron a los datos hasta 2030; posteriormente, entre 2031 y 2035, se utilizó técnica prospectiva según lo emitido en la sección II.III, literal c, dentro del capítulo introductorio del Apéndice. Con respecto a Argentina, se emitieron los datos hasta 2030 de acuerdo a “criterio de expertos”, con el cual prácticamente se duplica la cantidad de 2010; y entre 2031 y 2035, se utiliza técnica econométrica (ver sección III, literal b). Para el caso de Venezuela, de igual manera que el caso anterior, se usó técnica de “criterios de expertos”, con lo cual se obtuvieron datos a 2030; posteriormente, se usó técnica prospectiva (ver sección III, literal b). Para el caso de Guyana, se utilizó en su total extensión el uso de la TCP regional de “Centro y Suramérica”, proveniente de US-EIA (2010, Tabla F.19); principalmente, ya que desde el año 2000 este país recién registra un consumo moderado, sin las excesivas distorsiones que sufrió entre 1980 y 1999. En cuanto al resto de países, se usó la técnica econométrica, y el cual se detalla en la sección III, literal b. Elaboración propia.

Tablas C.2.- Proyección en el consumo de energías primarias totales: 2010-2035.

El gráfico C.2 muestra de manera complementaria, por cada país, la proporción en el consumo de energías primarias totales tanto para el año 2010 como para el año 2035. Esto nos indica de manera más objetiva las cantidades de energía consumidas por cada país suramericano y, en él, se observa que el consumo energético de Brasil es

imperante en la región. Para el caso específico de Brasil su participación se incrementará ligeramente hacia el 2035, por lo que pasará de un 50,8% a un 52,5%. Por otro lado, Argentina, cedería paso a Venezuela en el futuro, por lo que se ubicará en el 3er puesto. Además, otros países tales como Paraguay, Ecuador y Uruguay incrementarán su consumo, puesto que se experimentarán desarrollos relativos importantes en aquellos países, dentro de esta década como en la siguiente.

Adicionalmente, dentro del Apéndice D se presenta una Tabla complementaria, Tabla D.1, en ella se muestra la participación de cada uno de los tipos de energías consumidas dentro del total del consumo energético primario para los años 1990, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035. Entre las energías que lo componen se encuentran: energías líquidas, gas natural, carbón mineral, nuclear, hidroeléctrico, eólica, geotérmica, y por biomasa y residuos. A partir de estas proyecciones, especificadas en la Tabla D.1, se puede observar que países como Bolivia, Colombia y Perú incrementarán su consumo en energía hidroeléctrica. Así también, países como Argentina, Uruguay y Venezuela tendrán un fuerte crecimiento en energías limpias.



BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]. Nota: Elaborado a partir de la Tabla C.2. Elaboración propia.

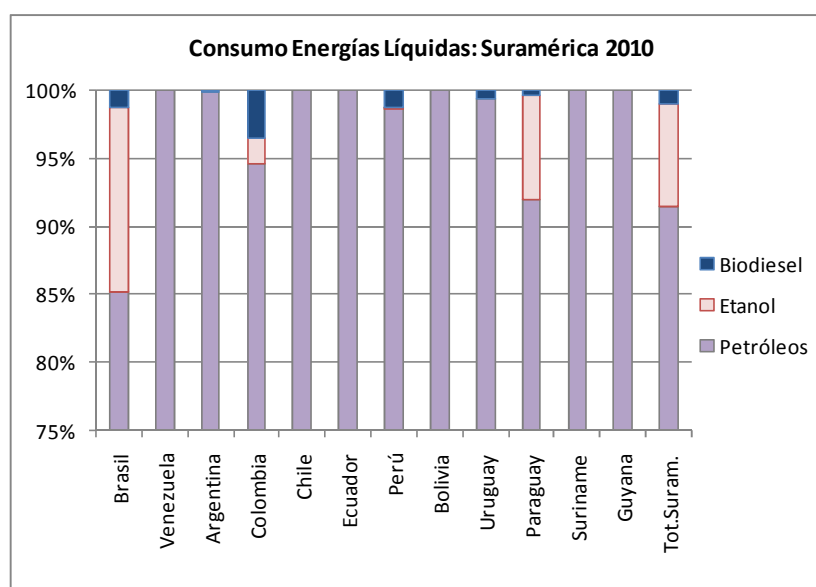
Figura C.2.- Proyección del consumo energético del 2010 al 2035 de los países suramericanos.

C.3. Energías primarias líquidas.

C.3.1. Consumo de energías líquidas.

Entre las energías líquidas, se diferencian dentro de este trabajo a dos grupos: (i) **Petróleos**, en los cuales se hallan: combustibles producidos por las refinerías junto con sus pérdidas; el petróleo propiamente consumido como combustible; gases licuados de petróleo vendidos como líquidos, una vez pasado por planta de procesamiento (de gas a líquido); además de asfalto, coque, gasolina de aviación, lubricantes, naftas, cera de parafina, materia prima petroquímica, aceites sin terminar, componentes de mezclas y ganancias dentro del proceso de refinado; y, (ii) **biocombustibles**, donde se encuentra el etanol y el biodiesel.

La región suramericana, de acuerdo a la información mostrada en la Tabla C.3.1, presentó un total en el consumo de “energías líquidas”, para el 2010, de 5.661,6 mil barriles diarios (900,1 miles de m³/día). Dentro de este global los líquidos petroléos representaron el 91,4%, el etanol el 7,6% y el biodiesel el 1%. La Figura C.3 nos señala de igual manera la ponderación de estos tres componentes, petróleos, etanol y biodiesel, para cada uno de los países suramericanos. Se observa a partir de esto la modesta participación de estos biocombustibles, a pesar de ello, Brasil se muestra como gran consumidor dentro de la región, posteriormente le sigue Colombia y Paraguay.



Esta Tabla fue realizada a partir de los datos elaborados de la Tabla C.3.1.
Elaboración propia.

Figura C.3.- Consumo de energías primarias líquidas por tipo.

Consumo de energías líquidas primarias: Miles de barriles diarios								
Región	Año: 2009				Año: 2010			
	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)
Brasil	2.942,3	85,7%	13,4%	0,9%	3.115,5	85,2%	13,5%	1,3%
Venezuela	723,0	100,0%	0,0%	0,0%	746,0	100,0%	0,0%	0,0%
Argentina	580,5	99,9%	0,0%	0,1%	618,8	99,9%	0,0%	0,1%
Colombia	290,3	96,1%	2,0%	1,9%	313,0	94,6%	1,9%	3,5%
Chile	297,6	100,0%	0,0%	0,0%	302,7	100,0%	0,0%	0,0%
Ecuador	192,0	100,0%	0,0%	0,0%	201,0	100,0%	0,0%	0,0%
Perú	182,8	99,0%	0,0%	1,0%	191,5	98,7%	0,0%	1,3%
Bolivia	60,0	100,0%	0,0%	0,0%	62,0	100,0%	0,0%	0,0%
Uruguay	47,1	99,8%	0,0%	0,2%	52,3	99,4%	0,0%	0,6%
Paraguay	30,0	93,3%	6,3%	0,3%	33,7	92,0%	7,6%	0,4%
Suriname	13,0	100,0%	0,0%	0,0%	15,0	100,0%	0,0%	0,0%
Guyana	10,0	100,0%	0,0%	0,0%	10,0	100,0%	0,0%	0,0%
Tot.Suram.	5.368,6	91,9%	7,5%	0,7%	5.661,6	91,4%	7,6%	1,0%

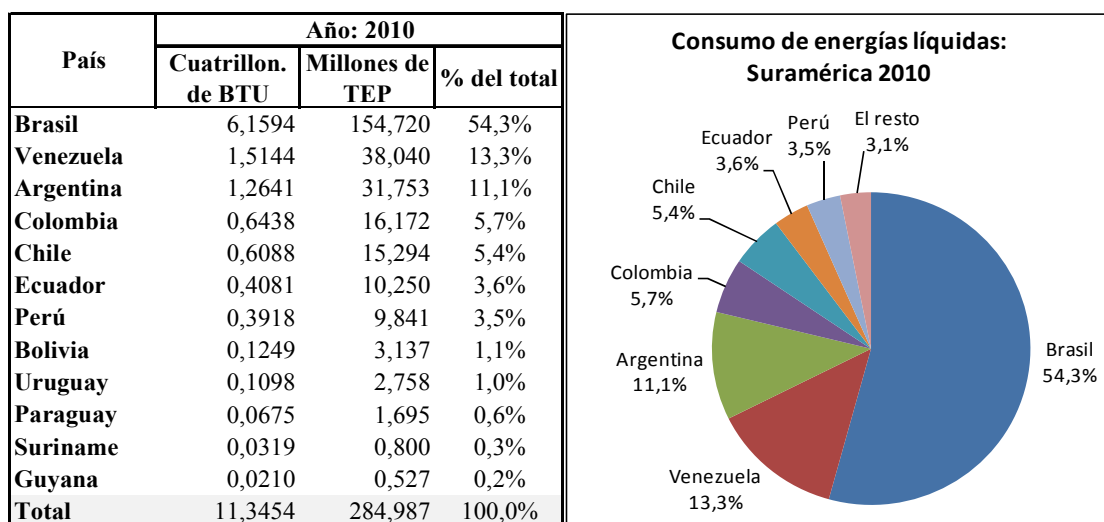
Consumo de energías líquidas primarias: Miles de metros cúbicos diarios								
Región	Año: 2009				Año: 2010			
	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)
Brasil	467,8	85,7%	13,4%	0,9%	495,3	85,2%	13,5%	1,3%
Venezuela	114,9	100,0%	0,0%	0,0%	118,6	100,0%	0,0%	0,0%
Argentina	92,3	99,9%	0,0%	0,1%	98,4	99,9%	0,0%	0,1%
Colombia	46,2	96,1%	2,0%	1,9%	49,8	94,6%	1,9%	3,5%
Chile	47,3	100,0%	0,0%	0,0%	48,1	100,0%	0,0%	0,0%
Ecuador	30,5	100,0%	0,0%	0,0%	32,0	100,0%	0,0%	0,0%
Perú	29,1	99,0%	0,0%	1,0%	30,4	98,7%	0,0%	1,3%
Bolivia	9,5	100,0%	0,0%	0,0%	9,9	100,0%	0,0%	0,0%
Uruguay	7,5	99,8%	0,0%	0,2%	8,3	99,4%	0,0%	0,6%
Paraguay	4,8	93,3%	6,3%	0,3%	5,4	92,0%	7,6%	0,4%
Suriname	2,1	100,0%	0,0%	0,0%	2,4	100,0%	0,0%	0,0%
Guyana	1,6	100,0%	0,0%	0,0%	1,6	100,0%	0,0%	0,0%
Tot.Suram.	853,5	91,9%	7,5%	0,7%	900,1	91,4%	7,6%	1,0%

Petr.: Líquidos petroléos; Etan.: Etanol; Bio.: Biodiesel. Nota 01: Los líquidos petroléos implican: los combustibles producidos por las refinerías junto con pérdidas, petróleo consumido como combustible, gases licuados de petróleo (de gas a líquido), asfalto, coque, gasolina de aviación, lubricantes, naftas, cera de parafina, materia prima petroquímica, aceites sin terminar, componentes de mezclas. Nota 02: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expuesto en Apéndice A. Nota 03: Los datos de 2009 y 2010 referente a líquidos petroléos, y datos de 2009 referente a etanol y biodiesel, básicamente, se obtuvieron de la US-EIA (en línea, ref.: 29 de septiembre de 2011), mientras que los datos de 2010 de etanol y biodiesel se los obtuvo de varias fuentes, entre ellas la US Department of Agriculture (en línea, ref.: de 30 de septiembre de 2011) y Brasil. Ministerio de Energía y Minas (en línea, ref.: de 30 de septiembre de 2011. En estadísticas energéticas). Elaboración propia.

Tabla C.3.1.- Consumo de energías líquidas primarias: 2009 y 2010.

Las Tablas D.2, D.3 y D.4, expuestas en el Apéndice D, muestran los promedios históricos en el consumo de combustibles líquidos por fuente (petróleo, etanol y biodiesel). Las dos primeras se encuentran en unidades volumétricas (barriles diarios y metros cúbicos diarios), mientras que la tercera está expresada en Unidades Térmicas Británicas (BTU) y en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP). Finalmente, para tener una idea de la proporción en el consumo de este tipo de energías dentro del marco regional se presenta la Figura C.4, la misma que se encuentra en términos energéticos

(BTU y TEP). En dicha figura se ve como Brasil, Venezuela, Argentina, Colombia y Chile consumieron el 90% de este tipo de energías en la región.



Nota: Esta tabla fue construida en base a los datos de la Tabla D.4.1 y D.4.2 mostrada en el Apéndice D. Elaboración propia.

Figura C.4.- Proporción en el consumo de energías primarias líquidas por país suramericano: 2010

Para el caso de **refinados de petróleo** la región, de acuerdo a lo expuesto en la Tabla C.3.2, su consumo se conformó con: 33,6% de combustibles destilados, con 19,7% de gasolina de motor; con 10,7% de GLP¹⁴; con 9,9% de combustibles residuales; y con 3,7% de combustible de avión. Además, para el caso del Kerosene¹⁵, este combustible tuvo un porcentaje de participación del 0,2%, pues se ve disminuido bruscamente en el tiempo con una reducción de alrededor del (-) 90% entre 1990 y 2010. Y con respecto a “Otros productos”, se involucran en este ítem a los productos no contemplados anteriormente, y el cual alberga a: asfaltos, coque, lubricantes, nafta, mezclas de parafinas, productos petroquímicos, aceite sin elaborar y mezclas de componentes; por su parte, dicho ítem ha tenido una variación del 91% entre 1990 y 2010, y para la actualidad posee una participación del 22,3% respecto del total de los refinados en la región. Cabe señalar que dentro de los datos expuestos no se incluyeron las pérdidas a partir de los procesos de refinamiento.

¹⁴ GLP: gases licuados de petróleo incluye los vendidos directamente desde las plantas de procesamiento para usos tales como combustibles o químicos.

¹⁵ El kerosene es una fracción refinada del petróleo crudo utilizada para alumbrar, calentar, cocinar, como agente limpiador, en la cura del tabaco y como materia prima en procesos industriales; por mucho tiempo fue empleado para el alumbrado de las casas como combustible de lámparas y para la cocina. Su consumo ha disminuido a partir de la electrificación y al gran número de substitutos.

Consumo de petróleos por tipo de combustible: Miles de barriles diarios							
Tipo de Combustibles consumido	Periodo (Consumo promedio)				Variac.% 1990 a 2010	Año 2010	
	1ro	2do	3ro	4to		Cons.	% Tot.
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10			
Combust. destilados	860,5	1.114,3	1.264,3	1.577,8	121,0%	1.725,0	33,6%
Otros Productos	638,5	832,6	898,6	1.054,8	91,4%	1.145,1	22,3%
Gasolina de motor	701,1	842,1	899,8	924,4	59,1%	1.010,6	19,7%
GLP (gas liquido)	326,9	395,6	444,0	498,3	82,4%	548,5	10,7%
Combust. Residuales	425,1	467,4	419,1	473,4	15,1%	507,2	9,9%
Combust. Avión	63,3	79,1	144,7	174,3	197,9%	187,4	3,7%
Kerosene	90,2	96,1	27,5	9,9	-90,3%	9,0	0,2%
Total de Consumo	3.105,6	3.827,3	4.098,1	4.713,0	76,3%	5.132,9	100,0%

Consumo de petróleos por tipo de combustible: Miles de metros cúbicos diarios							
Tipo de Combustibles consumido	Periodo (Consumo promedio)				Variac.% 1990 a 2010	Año 2010	
	1ro	2do	3ro	4to		Cons.	% Tot.
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10			
Combust. destilados	136,81	177,16	201,01	250,85	121,0%	274,25	33,6%
Otros Productos	101,52	132,38	142,87	167,71	91,4%	182,06	22,3%
Gasolina de motor	111,46	133,89	143,05	146,97	59,1%	160,68	19,7%
GLP (gas liquido)	51,98	62,90	70,59	79,23	82,4%	87,20	10,7%
Combust. Residuales	67,58	74,31	66,63	75,26	15,1%	80,64	9,9%
Combust. Avión	10,07	12,58	23,01	27,71	197,9%	29,80	3,7%
Kerosene	14,35	15,27	4,38	1,58	-90,3%	1,43	0,2%
Total de Consumo	493,76	608,49	651,54	749,31	76,3%	816,07	100,0%

Nota 01: "Otros Productos" implican, asfaltos, coque, lubricantes, parafinas, otros hidrocarburos líquidos. Nota 02: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expuesto en Apéndice A. Nota 03: Esta Tabla fue construida en base a los datos elaborados en la Tabla D.5 mostrada en el Apéndice D. Elaboración propia.

Tabla C.3.2.- Consumo histórico de refinados de petróleo en Suramérica.

La Tabla D.5, mostrada en el Apéndice D, nos indica la participación de los países suramericanos dentro del consumo por "tipo de combustible refinado de petróleo", brindados tanto en términos porcentuales como en términos volumétricos (miles de barriles diarios y en metros cúbicos diarios) y según datos del año 2010. A partir de dicha Tabla vemos como el país con mayor consumo de gasolina de motor es Brasil, el cual registró el 36,9% en el consumo del total regional de este combustible; luego se encuentran: Venezuela (28,8%), Argentina (9,3%) y Colombia (7,8%) que, juntos, estos cuatro países consumieron el 83% del total regional. En cuanto a consumo de combustible de avión, Brasil ocupa nuevamente el primer puesto con el 57,2% de participación, y le siguen Argentina con el 14,8%; Chile con el 9,2%; y Colombia con el 5,8%; los cuales suman el 87% del total suramericano para este tipo de combustible. Referente al consumo de otros productos¹⁶, Brasil lidera su consumo ampliamente con el 75% del total regional.

¹⁶ Otros Productos implican, asfaltos, coque, lubricantes, parafinas, otros hidrocarburos líquidos.

C.3.2. Producción de energías líquidas.

Para el desarrollo de esta sección volveremos a definir los dos grupos de energías líquidas mencionadas en la sección anterior. Estos dos grupos son: (i) petróleos, el que involucra a la producción de petróleo, GLP (vendidos directamente desde las plantas de procesamiento de gas para uso de combustible o químico), ganancias a partir de los procesos de refinamiento, asfaltos, coque, nafta, lubricantes, parafinas, aceites sin elaborar, otros hidrocarburos líquidos; y, (ii) biocombustibles como etanol y biodiesel.

Pues bien, el conjunto suramericano produjo para el año 2010 un total de 7.993,2 mil barriles diarios (1.270,8 miles de $\text{m}^3/\text{día}$) de energías líquidas, de los cuales el 92,7% se correspondieron con líquidos petróleo, el 6,2% con etanol y el 1,1% de biodiesel. Brasil lidera en la región la producción de etanol y registró para el 2010 un volumen de 481,9 mil barriles diarios (76,6 miles de $\text{m}^3/\text{día}$); también lidera la producción de biodiesel, aunque con cantidades relativamente pequeñas de producción que, para el 2010, registró una producción de 41,3 mil barriles diarios (6,6 miles de $\text{m}^3/\text{día}$). En segundo lugar, a nivel suramericano, está Argentina en la producción de biodiesel, éste registró un volumen de 34,5 mil barriles diarios (5,5 miles de $\text{m}^3/\text{día}$). Por otro lado, un país que se está destacando en la producción de etanol es Colombia, pues registró en el 2010 un total de 4,67 mil barriles diarios (0,74 miles de $\text{m}^3/\text{día}$); y, en cuanto a la producción de biodiesel, Colombia se ubica en el tercer puesto con una producción de 11,36 mil barriles diarios (1,81 miles de $\text{m}^3/\text{día}$). La Tabla C.4 señala los volúmenes totales producidos de energías líquidas por cada país suramericano, para los años 2009 y 2010, adicionalmente, muestra en términos porcentuales la participación de sus tres componentes principales dentro de su total de energías líquidas primarias.

Con respecto a la “**producción de petróleo crudo**”, el cual se refiere al explotado directamente del subsuelo (incluyen sus pérdidas), según las estadísticas brindadas por la US-EIA (en línea), para el 2010, Suramérica produjo un total de 6.229,6 mil barriles diarios (990,4 miles de $\text{m}^3/\text{día}$). Esta cifra representó un 8,5% del total mundial producido, o el 97,4% dentro de la región conjunta de “Centro y Suramérica”. Dentro de la región suramericana, Venezuela es el mayor productor de petróleo crudo, con una participación del 34,18% del total suramericano; por otro lado,

Brasil cubre el 32,98%, Colombia el 12,61%, Argentina el 10,29% y Ecuador el 7,80% que juntos, estos cinco países, produjeron el 97,86% del total regional suramericano.

Producción de energías líquidas primarias: Miles de barriles diarios								
Región	Año: 2009				Año: 2010			
	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)
Brasil	3.054,70	84,4%	14,7%	0,9%	3.268,99	84,0%	14,7%	1,3%
Venezuela	2.471,50	100,0%	0,0%	0,0%	2.374,95	100,0%	0,0%	0,0%
Colombia	696,72	98,4%	0,7%	0,8%	816,15	98,0%	0,6%	1,4%
Argentina	818,17	97,1%	0,1%	2,8%	799,73	95,5%	0,2%	4,3%
Ecuador	485,29	100,0%	0,0%	0,0%	485,59	100,0%	0,0%	0,0%
Perú	148,55	98,6%	0,6%	0,8%	163,65	96,7%	1,1%	2,2%
Bolivia	48,59	96,9%	3,1%	0,0%	55,05	97,6%	2,4%	0,0%
Suriname	15,20	100,0%	0,0%	0,0%	14,46	100,0%	0,0%	0,0%
Chile	11,91	100,0%	0,0%	0,0%	10,64	100,0%	0,0%	0,0%
Paraguay	2,20	0,0%	95,5%	4,5%	2,91	0,0%	97,4%	2,6%
Uruguay	1,03	87,4%	3,9%	8,7%	1,02	88,2%	3,9%	7,9%
Guyana	0,00	0,0%	0,0%	0,0%	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
Tot.Suram.	7.753,9	93,3%	5,9%	0,7%	7.993,2	92,7%	6,2%	1,1%

Producción de energías líquidas primarias: Miles de metros cúbicos diarios								
Región	Año: 2009				Año: 2010			
	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)	Total	Petr.(%)	Etan. (%)	Bio.(%)
Brasil	485,66	84,4%	14,7%	0,9%	519,73	84,0%	14,7%	1,3%
Venezuela	392,94	100,0%	0,0%	0,0%	377,59	100,0%	0,0%	0,0%
Colombia	110,77	98,4%	0,7%	0,8%	129,76	98,0%	0,6%	1,4%
Argentina	130,08	97,1%	0,1%	2,8%	127,15	95,5%	0,2%	4,3%
Ecuador	77,16	100,0%	0,0%	0,0%	77,20	100,0%	0,0%	0,0%
Perú	23,62	98,6%	0,6%	0,8%	26,02	96,7%	1,1%	2,2%
Bolivia	7,73	96,9%	3,1%	0,0%	8,75	97,6%	2,4%	0,0%
Suriname	2,42	100,0%	0,0%	0,0%	2,30	100,0%	0,0%	0,0%
Chile	1,89	100,0%	0,0%	0,0%	1,69	100,0%	0,0%	0,0%
Paraguay	0,35	0,0%	95,5%	4,5%	0,46	0,0%	97,4%	2,6%
Uruguay	0,16	87,4%	3,9%	8,7%	0,16	88,2%	3,9%	7,9%
Guyana	0,00	0,0%	0,0%	0,0%	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
Tot.Suram.	1.232,8	93,3%	5,9%	0,7%	1.270,8	92,7%	6,2%	1,1%

Petr.: Líquidos petróleo; Etan.: Etanol; Bio.: Biodiesel. Nota 01: Los líquidos petróleo implican producción de petróleo, GLP (vendidos directamente de las plantas de procesamiento de gas para uso de combustible o químico), ganancias a partir de los procesos de refinamiento, asfaltos, coque, nafta, lubricantes, parafinas, aceites sin elaborar, otros hidrocarburos líquidos. Nota 02: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expuesto en Apéndice A. Nota 03: Los datos de 2009 y 2010 referente a líquidos petróleo y datos de 2009 referente a etanol y biodiesel se obtuvieron de la US-EIA (en línea, ref.: 29 de septiembre de 2011), mientras que los datos de 2010 de etanol y biodiesel se los obtuvo de varias fuentes entre ellas la US Department of Agriculture (en línea, ref.: de 30 de septiembre de 2011, WEB/reportes biocombustibles) y de “Brasil. Ministerio de Energía y Minas” (en línea, ref.: de 30 de septiembre de 2011. estadísticas energéticas). Elaboración propia.

Tabla C.4.- Producción de energías primarias líquidas y peso porcentual de etanol y biodiesel dentro del total para los países suramericanos.

Cabe indicar que la región ha incrementando su producción desde 1990 a 2010 en un 50,2%. La Tabla C.5 nos indica estos valores mencionados, aquí se excluyen a los países de Guyana, Paraguay y Uruguay ya que no poseen estos recursos, por lo que sus valores son de producción cero.

Producción de Petróleo Crudo: Miles de barriles diarios								
País/Región	Período (Producción promedio)				Variac.% 1990 a 2010	2009 Producc.	2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09			Producc.	% Total
Venezuela	2.384,2	2.992,2	2.732,2	2.378,4	-0,4%	2.239,5	2.129,0	34,18%
Brasil	640,2	886,4	1.398,6	1.820,3	225,9%	1.950,4	2.054,7	32,98%
Colombia	439,6	681,7	592,4	605,4	78,5%	670,6	785,5	12,61%
Argentina	553,0	790,8	775,7	672,5	32,8%	653,9	641,3	10,29%
Ecuador	322,7	384,8	427,8	509,2	70,6%	485,6	486,1	7,80%
Perú	122,9	117,9	89,8	75,1	-43,6%	71,0	72,7	1,17%
Bolivia	21,6	30,9	34,7	44,4	105,1%	35,9	42,9	0,69%
Suriname	4,7	7,3	10,0	13,6	285,5%	15,8	15,0	0,24%
Chile	15,6	8,6	6,2	3,2	-87,7%	3,7	2,4	0,04%
Tot.Suram.	4.504,5	5.900,5	6.067,3	6.122,1	50,2%	6.126,4	6.229,6	100%
% C&Suram.	96,4%	97,1%	96,9%	97,0%		97,2%	97,4%	
% Mundial	7,5%	9,1%	8,8%	8,4%		8,5%	8,5%	
Tot.C&Suram.	4.670,1	6.076,5	6.261,9	6.314,1	48,1%	6.300,1	6.396,6	
Total Mundial	60.413,0	64.953,7	69.128,9	73.287,0	21,8%	72.263,5	73.677,0	

Producción de Petróleo Crudo: Miles de metros cúbicos diarios								
País/Región	Período (Producción promedio)				Variac.% 1990 a 2010	2009 Producc.	2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09			Producc.	% Total
Venezuela	379,1	475,7	434,4	378,1	1,8%	356,0	338,5	34,18%
Brasil	101,8	140,9	222,4	289,4	177,0%	310,1	326,7	32,98%
Colombia	69,9	108,4	94,2	96,3	29,5%	106,6	124,9	12,61%
Argentina	87,9	125,7	123,3	106,9	22,7%	104,0	102,0	10,29%
Ecuador	51,3	61,2	68,0	81,0	59,2%	77,2	77,3	7,80%
Perú	19,5	18,7	14,3	11,9	-38,5%	11,3	11,6	1,17%
Bolivia	3,4	4,9	5,5	7,1	107,0%	5,7	6,8	0,69%
Suriname	0,7	1,2	1,6	2,2	185,2%	2,5	2,4	0,24%
Chile	2,5	1,4	1,0	0,5	-78,5%	0,6	0,4	0,04%
Tot.Suram.	716,2	938,1	964,6	973,3	35,4%	974,0	990,4	100%
% C&Suram.	96,4%	97,1%	96,9%	97,0%		97,2%	97,4%	
% Mundial	7,5%	9,1%	8,8%	8,4%		8,5%	8,5%	
Tot.C&Suram.	742,5	966,1	995,6	1.003,9	48,1%	1.001,6	1.017,0	
Total Mundial	9.604,9	10.326,8	10.990,6	11.651,7	21,8%	11.489,0	11.713,7	

Fuente: US-EIA (en línea), ref.: de 31 de marzo de 2011. Nota 01: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles. Nota 02: Los valores de la Tabla incluyen condensado. Elaboración propia.

Tabla C.5.- Producción de petróleo crudo suramericano entre 1990-2010.

Al abordar ahora a la “**producción de refinados de petróleo**”, podemos decir que la producción total, generada por todas las refinerías suramericanas, pues registró un crecimiento del 47% entre 1990 y 2010. Para el 2010 los combustibles destilados ocuparon el 30,5% del total volumétrico; el combustible “gasolina de motor” ocupó el 21,7%; los “combustibles residuales”, el 17,1%; el GLP, el 5,3%; mientras que el “combustible de avión” ocupó el 4,4%. Para el caso del Kerosene, este combustible solo ocupó el 0,2%, pues la producción de este tipo de combustibles se ha reducido en un (-) 91% desde 1990. En cuanto a la categoría de “otros productos”; el que involucra asfaltos, coque, lubricantes, nafta, mezclas de parafina, productos petroquímicos, aceites

por elaborar y mezclas de componentes; éstos tuvieron una participación del 20,9%. La Tabla C.6 nos señala a este conjunto de datos.

Producción de refinados de petróleo: Miles de barriles diarios							
Tipo de Combustibles	Período (Producción promedio)				Variac.% 1990 a 2010	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10		Prod.	% Tot.
Combust. destilados	1.053,7	1.175,7	1.318,8	1.514,7	68,1%	1.621,6	30,5%
Gasolina de motor	858,3	1.070,8	1.091,0	1.115,7	50,6%	1.150,8	21,7%
Otros Productos	643,7	770,7	903,5	998,4	63,1%	1.107,8	20,9%
Combust. Residuales	788,8	807,9	869,8	885,4	13,6%	907,3	17,1%
GLP (gas liquido)	200,0	234,7	324,5	276,9	48,1%	283,0	5,3%
Combust. Avión	122,4	156,6	228,2	229,0	107,1%	231,1	4,4%
Kerosene	100,3	97,3	25,1	9,4	-90,9%	9,5	0,2%
Total de Consumo	3.767,3	4.313,7	4.761,0	5.029,4	46,9%	5.311,0	100,0%

Producción de refinados de petróleo: Miles de metros cúbicos diarios							
Tipo de Combustibles	Período (Producción promedio)				Variac.% 1990 a 2010	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10		Prod.	% Tot.
Combust. destilados	167,5	186,9	209,7	240,8	68,1%	257,81	30,5%
Gasolina de motor	136,5	170,2	173,5	177,4	50,6%	182,96	21,7%
Otros Productos	102,3	122,5	143,6	158,7	63,1%	176,13	20,9%
Combust. Residuales	125,4	128,4	138,3	140,8	13,6%	144,24	17,1%
GLP (gas liquido)	31,8	37,3	51,6	44,0	48,1%	44,99	5,3%
Combust. Avión	19,5	24,9	36,3	36,4	107,1%	36,74	4,4%
Kerosene	16,0	15,5	4,0	1,5	-90,9%	1,52	0,2%
Total de Consumo	599,0	685,8	756,9	799,6	46,9%	844,39	100,0%

Nota 01: "Otros Productos" implican, asfaltos, coque, lubricantes, parafinas, mezclas de componentes. Nota 02: La transformación de barriles a metros cúbicos fueron realizadas a través del factor de conversión de 1metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expuesto en Apéndice A. Nota 03: Esta Tabla fue construida en base a los datos elaborados en la Tabla D.6 mostrada en el Apéndice D. Elaboración propia.

Tabla C.6.- Histórico de producción de refinados de petróleo en Suramérica.

La Tabla D.6 presentada en el Apéndice D, de manera complementaria, nos indica con datos del año 2010 la cantidad producida de "refinados de petróleo" por cada país suramericano. En dicha tabla las cifras aparecen en términos porcentuales con el fin de observar la participación de cada país dentro de la producción conjunta en la región y por cada tipo de combustible. En la misma, se observa también los datos en términos volumétricos tanto en miles de barriles diarios como en miles de metros cúbicos. Para el tipo de "combustibles destilados", Brasil es el mayor productor con una participación del 50% y que, junto a Venezuela (16,1%), Argentina (13,4%) y Colombia (8,1%); llegan a producir el 88% de este tipo de combustible. Bajo el total producido en Suramérica, para el combustible "gasolina para motor", nuevamente Brasil lidera su producción con una participación del 41,2% y que, junto a los países de Venezuela (26,8%), Colombia (10%) y Argentina (8,7%); cubrieron cubren el 87% de la

producción de este tipo de combustible. Para el caso de “combustible de avión” (Jet fuel) los cuatro mayores productores, son nuevamente: Brasil (36,1%), Venezuela (27,8%), Argentina (11,7%) y Colombia (7,4%) que en conjunto representan el 83% del total regional. Referente a “otros productos”, pues entre Brasil (69%), Argentina (10,45%), Colombia (9,1%) y Venezuela (8,4%), estos albergaron el 97% del total regional. La Figura C.5 muestra, a manera ilustrativa, la participación de cada uno de los países suramericanos dentro de la producción total regional de “refinados de petróleo” y elaborados en sus respectivas refinerías. Se indica, además, que los países de Guyana y Paraguay se hayan excluidos de este gráfico al no ser productores.

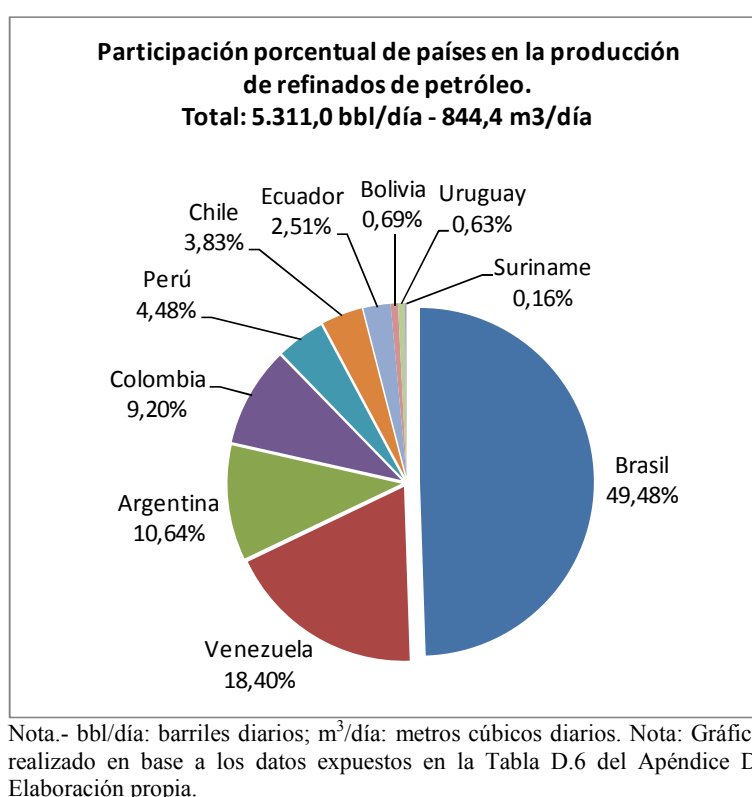


Figura C.5.- Participación por país en la producción total de refinados de petróleo en Suramérica.

C.3.3. Exportaciones e importaciones de energías líquidas.

Referente a las “*exportaciones de petróleo crudo*”, los países de Venezuela, Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina, Perú, Bolivia y Surinam son los que realizan estas operaciones en Suramérica y generaron, en el 2010, un volumen total de exportación de 3,03 millones de barriles diarios (481,2 miles de m³/día). Estas exportaciones se han incrementado en un 84,2% desde 1990 a 2010; además, se señala que para el año citado estas exportaciones regionales suramericanas representaron el

97% bajo la región conjunta de “Centro & Suramérica” y el 7,4% del total mundial. Como es conocido Venezuela es el país mayormente exportador dentro de la región con un 51,6% del total suramericano, a su vez, le siguió Brasil (21%), Colombia (13,5%) y Ecuador (11,2%) que juntos, estos cuatro países, albergaron el 97% de las exportaciones suramericanas. La Tabla C.7 nos señala los promedios históricos en diferentes períodos por cada país, así como los datos para los años 2009 y 2010; en dicha tabla se muestra también la variación existente entre 1990 y 2010, de lo que se observa Venezuela ha incrementado sus exportaciones en un 26%.

Exportaciones de Petróleo Crudo: Miles de barriles por día								
Región	Período				% Variac. 1990 a 2010	Año		
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-09		Export.	Export.	% Tot.
Venezuela	1460,50	2034,78	1757,14	1448,00	25,8%	1270,0	1562,0	51,6%
Brasil	0,00	3,73	149,46	434,62	*	505,0	631,5	20,9%
Colombia	188,66	389,50	280,45	273,45	96,0%	348,0	407,6	13,5%
Ecuador	199,64	247,09	274,26	353,89	97,6%	325,0	340,0	11,2%
Argentina	78,63	313,27	237,13	92,07	217,1%	92,0	53,0	1,8%
Perú	1,27	30,97	19,48	25,27	808,2%	22,0	27,0	0,9%
Bolivia	0,26	0,26	3,42	8,06	*	4,1	3,6	0,1%
Suriname	4,17	7,29	2,01	2,19	58,4%	2,0	2,0	0,1%
Tot.Suram.	1933,12	3026,90	2723,35	2637,57	84,2%	2568,1	3026,7	100,0%
% C&Suram.	95,81%	97,04%	96,74%	96,27%		96,1%	97,2%	
% Mundial	6,31%	8,36%	6,87%	6,20%		6,2%	7,4%	
Tot.C&Suram.	2.016,03	3.119,21	2.814,24	2.739,09	79,2%	2.671,0	3.115,2	
Total Mundial	30.527,20	36.193,62	39.743,94	42.597,69	46,0%	41.298,6	40.934,3	

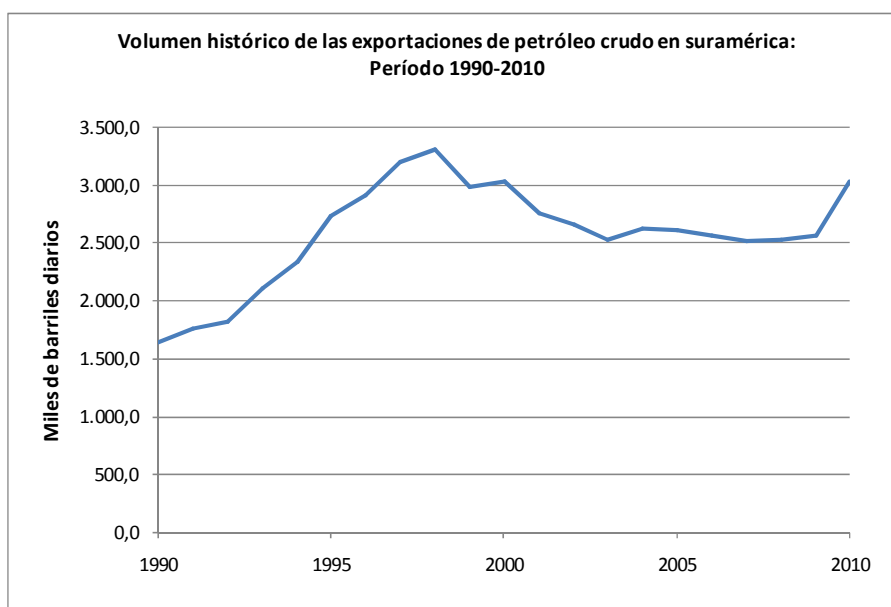
Exportaciones de Petróleo Crudo: Miles de metros cúbicos por día								
Región	Período				% Variac. 1990 a 2010	Año		
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-09		Export.	Export.	% Tot.
Venezuela	232,20	323,50	279,36	230,21	25,8%	201,91	248,34	51,6%
Brasil	0,00	0,59	23,76	69,10	*	80,29	100,40	20,9%
Colombia	29,99	61,93	44,59	43,48	96,0%	55,33	64,81	13,5%
Ecuador	31,74	39,28	43,60	56,26	97,6%	51,67	54,06	11,2%
Argentina	12,50	49,81	37,70	14,64	217,1%	14,63	8,43	1,8%
Perú	0,20	4,92	3,10	4,02	808,2%	3,50	4,29	0,9%
Bolivia	0,04	0,04	0,54	1,28	*	0,66	0,58	0,1%
Suriname	0,66	1,16	0,32	0,35	58,4%	0,32	0,32	0,1%
Tot.Suram.	307,34	481,24	432,98	419,34	84,2%	408,30	481,21	100,0%
% C&Suram.	95,81%	97,04%	96,74%	96,27%		96,15%	97,16%	
% Mundial	6,31%	8,36%	6,87%	6,20%		6,22%	7,39%	
Tot.C&Suram.	320,52	495,92	447,43	435,48	79,2%	424,66	495,28	
Total Mundial	4.853,44	5.754,34	6.318,79	6.772,50	46,0%	6.565,96	6.508,05	

Nota 01: Los datos incluyen pérdidas por condensado. Nota 02: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles. Nota 03: Los datos entre 1990 y 2009 se obtuvo de US-EIA (en línea, ref.: de 01 de octubre de 2011), los datos de 2010 para cada país se obtuvieron de varias fuentes, entre ellas de la Organización de Países Exportadores de Petróleo-OPEP (OPEP, 2010), Brasil. Ministerio de Energía y Minas (en línea, ref.: de 01 de octubre de 2011, estadísticas energéticas) entre otros; mientras que los datos de 2010 del total mundial y de la región conjunta de “Centro y Suramérica” se los estimo a partir de BP (en línea, 01 de octubre de 2011). Elaboración propia.

Tabla C.7.- Exportaciones de petróleo crudo de los países suramericanos.

A pesar de ello, Venezuela ha tenido un decrecimiento en sus exportaciones desde 1998, año en que llegó a su pico más alto de exportaciones (2.244,0 mil barriles diarios – 356,8 mil m³/día); por otro lado, países como Colombia y Ecuador han duplicado sus exportaciones en estas dos últimas décadas.

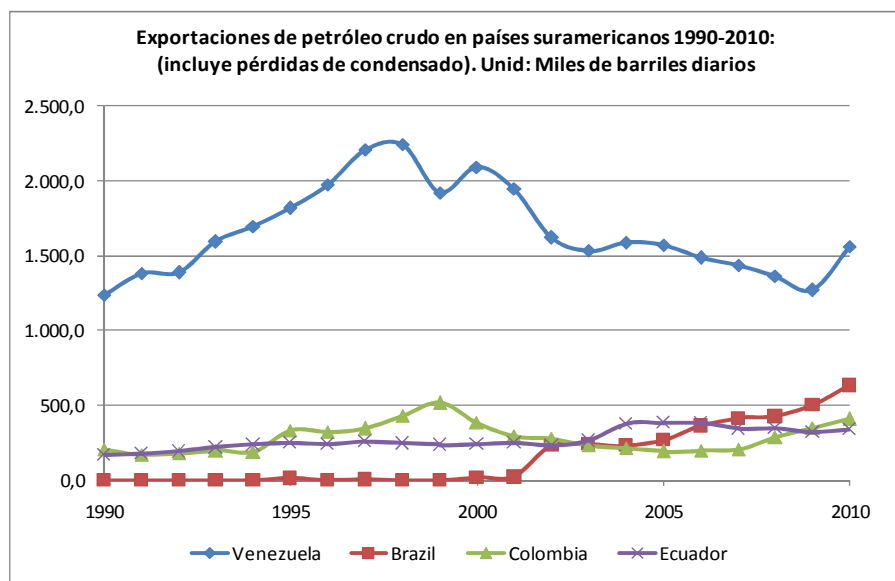
La Figura C.6.1 muestra el comportamiento histórico conjunto, entre 1990 a 2010, de las exportaciones totales realizadas por la región suramericana, aunque se señala que estos datos incluyen las pérdidas por condensado. Por su parte, la Figura C.6.2, muestra el comportamiento de manera individual de los cuatro países mayormente exportadores (Venezuela, Brasil, Colombia y Ecuador).



Nota: construido sobre los datos elaborados de la Tabla C.7. Elaboración propia.

Figura C.6.1.- Exportaciones históricas en Suramérica de petróleo crudo: 1990-2010.

En cuanto a las **“importaciones de petróleo crudo”**, Brasil, más allá de ser exportador neto realiza importaciones, pues para el 2010 sus importaciones representaron el 50% del total suramericano; y le siguen a este Chile (34%), Perú (10,4%) y Uruguay (6,1%), mientras que el resto de países no registraron importación alguna. La Tabla C.8 indica los promedios históricos de las importaciones por cada país en Suramérica, así también muestra los datos específicos de 2009 y 2010.



Nota: construido sobre los datos elaborados de la Tabla C.7. Elaboración propia.

Figura C.6.2.- Exportaciones históricas de países suramericanos de petróleo crudo.

Import. de Petróleo Crudo (incluye pérdidas por condensado): Miles de barriles por día								
Región	Período				% Variac. 1990 a 2010	Año		
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-09		Import.	Import.	% Tot.
Brasil	537,09	535,96	400,36	383,09	-40,6%	374,98	338,77	49,8%
Chile	116,53	165,91	197,82	213,83	118,3%	185,70	229,43	33,7%
Perú	25,73	62,14	81,59	98,34	303,6%	99,50	71,15	10,4%
Uruguay	18,15	32,05	35,66	37,64	60,9%	38,20	41,58	6,1%
Argentina	3,42	18,29	22,77	5,39	*	0,00	0,00	0,0%
Colombia	1,16	0,94	3,58	4,72	*	0,00	0,00	0,0%
Paraguay	5,69	3,00	1,75	0,26	*	0,00	0,00	0,0%
Tot.Suram.	707,75	818,28	743,53	743,28	-6,1%	698,38	680,92	100,0%
% C&Suram.	41,9%	45,0%	38,0%	39,0%	0,0%	37,2%	43,6%	
% Mundial	2,3%	2,3%	1,8%	1,7%	0,0%	1,7%	1,6%	
Tot.C&Suram.	1.688,5	1.817,1	1.956,3	1.913,5	-8,7%	1.876,2	1.561,2	
Total Mundial	30.765,0	36.223,9	40.828,3	43.584,2	48,7%	42.233,3	41.860,7	

Import. de Petróleo Crudo (incluye pérdidas por condensado): Miles de metros cúbicos diarios								
Región	Período				% Variac. 1990 a 2010	Año		
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-09		Import.	Import.	% Tot.
Brasil	85,39	85,21	63,65	60,91	-40,6%	59,62	53,86	49,8%
Chile	18,53	26,38	31,45	34,00	118,3%	29,52	36,48	33,7%
Perú	4,09	9,88	12,97	15,64	303,6%	15,82	11,31	10,4%
Uruguay	2,89	5,09	5,67	5,98	60,9%	6,07	6,61	6,1%
Argentina	0,54	2,91	3,62	0,86	*	0,00	0,00	0,0%
Colombia	0,18	0,15	0,57	0,75	*	0,00	0,00	0,0%
Paraguay	0,90	0,48	0,28	0,04	*	0,00	0,00	0,0%
Tot.Suram.	112,52	130,10	118,21	118,17	-6,1%	111,03	108,26	100,0%
% C&Suram.	41,9%	45,0%	38,0%	39,0%	0,0%	37,2%	43,6%	
% Mundial	2,3%	2,3%	1,8%	1,7%	0,0%	0,3%	0,3%	
Tot.C&Suram.	268,5	288,9	311,0	304,2	-8,7%	298,3	248,2	
Total Mundial	4.891,3	5.759,2	6.491,2	6.929,4	48,7%	6.714,6	6.655,3	

Nota 01: Los datos incluyen pérdidas por condensado. Nota 02: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles. Nota 03: Los datos entre 1990 y 2009 se obtuvo de US-EIA (en línea, ref.: de 01 de octubre de 2011), los datos de 2010 para cada país se obtuvieron de varias fuentes; mientras que los datos de 2010 del total mundial y de la región conjunta de "Centro y Suramérica", se los estimó a partir de la tasa de crecimiento de los datos mostrados por BP (en línea, 01 de octubre de 2011). Elaboración propia.

Tabla C.8.- Importaciones de petróleo crudo de los países suramericanos.

Para el análisis de las “**exportaciones de refinados de petróleo**”, según la Tabla C.9, Venezuela es el mayor exportador con un volumen registrado, para el 2010, de 751,1 mil barriles diarios (119,4 miles de m³/día), por lo que cubre así el 62% del volumen total regional exportado. Posteriormente, Brasil cubre una participación del 13,1%, y le siguen luego Colombia (6,41%) y Perú (5,86%) que juntos, estos cuatro países, cubrieron el 88% de las exportaciones regionales.

Exportaciones de refinados de petróleo						
Región	Año: 2009			Año: 2010		
	mil bbl/día	mil m3/día	% Total	mil bbl/día	mil m3/día	% Total
Venezuela	963,6	153,20	67,30%	751,10	119,42	62,33%
Brasil	174,4	27,72	12,18%	157,94	25,11	13,11%
Colombia	66,2	10,52	4,62%	77,19	12,27	6,41%
Perú	65,3	10,38	4,56%	70,57	11,22	5,86%
Argentina	64,7	10,29	4,52%	62,18	9,89	5,16%
Chile	58,5	9,30	4,09%	52,26	8,31	4,34%
Ecuador	33,5	5,33	2,34%	28,10	4,47	2,33%
Uruguay	4,4	0,69	0,31%	4,37	0,69	0,36%
Suriname	1,2	0,20	0,09%	1,18	0,19	0,10%
Bolivia	0,1	0,01	0,01%	0,09	0,01	0,01%
Total Suram.	1.431,8	227,63	100,00%	1.204,97	191,58	100,00%

Importaciones de refinados de petróleo						
Región	Año: 2009			Año: 2010		
	mil bbl/día	mil m3/día	% Total	mil bbl/día	mil m3/día	% Total
Venezuela	687,6	109,32	50,76%	709,51	112,80	43,48%
Brasil	339,6	53,99	25,07%	580,62	92,31	35,58%
Chile	126,0	20,04	9,30%	128,19	20,38	7,85%
Ecuador	85,2	13,55	6,29%	89,22	14,19	5,47%
Paraguay	25,3	4,03	1,87%	28,04	4,46	1,72%
Perú	26,6	4,23	1,96%	27,78	4,42	1,70%
Argentina	19,1	3,04	1,41%	20,40	3,24	1,25%
Uruguay	14,4	2,29	1,06%	15,96	2,54	0,98%
Guyana	10,0	1,59	0,74%	10,00	1,59	0,61%
Bolivia	8,9	1,41	0,65%	9,15	1,45	0,56%
Suriname	5,8	0,92	0,43%	6,65	1,06	0,41%
Colombia	6,0	0,96	0,44%	6,39	1,02	0,39%
Total Suram.	1.354,6	215,37	100,00%	1.631,91	259,45	100,00%

Mil bbl/día: miles de barriles diarios. Mil m3/día: miles de metros cúbicos diarios. Nota 01: En cuanto a las exportaciones, los datos de 2009 y 2010 fueron estimados a partir de datos del 2007 (US-EIA, en línea, ref.: de 02 de octubre de 2011) sobre las tasas de crecimiento de las exportaciones de combustibles, tasas que fueron obtenidos sobre múltiples fuentes, con excepción de Ecuador y Brasil cuya fuente se correspondió con OPEP (2008, 2009 y 2010). Nota 02: En cuanto a las importaciones, los datos de 2009 y 2010 fueron estimados a partir de datos del 2007 (US-EIA, en línea, ref.: de 02 de octubre de 2011) sobre las tasas de crecimiento del consumo de refinados de petróleo. Elaboración propia.

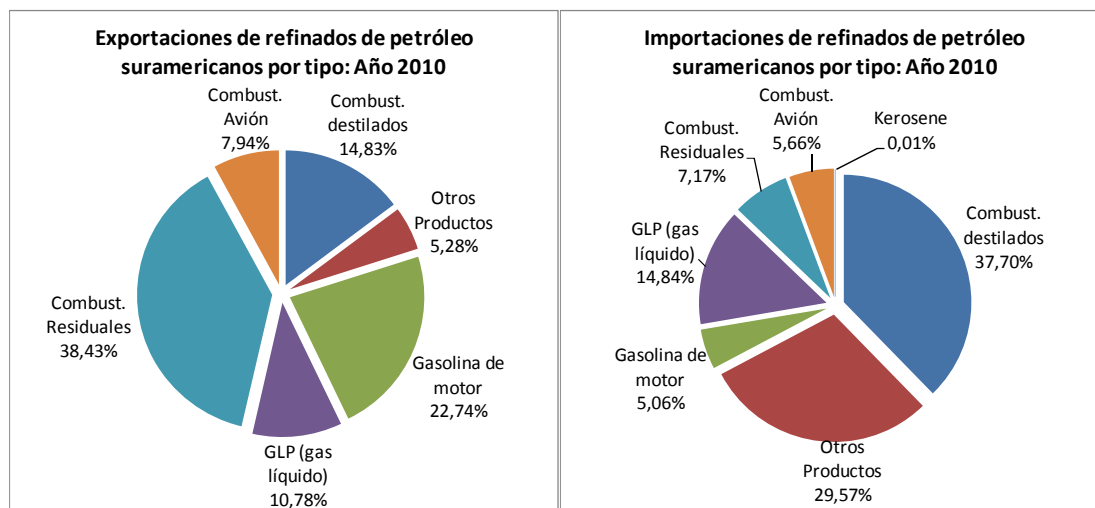
Tabla C.9.- Exportaciones e importaciones suramericanas de refinados de petróleo para los años 2009 y 2010.

Referente a las “**importaciones de refinados de petróleo**”, según la misma Tabla C.9, el mayor importador fue Venezuela, con un volumen de 709,5 mil de barriles

diarios (112,8 miles de m³/día), lo que se correspondió con el 43,5% del total de las importaciones realizadas por toda la región suramericana. Y, posteriormente, se encontraron Brasil (35,6%), Chile (7,85%) y Ecuador (5,47%), los cuales cubrieron el 92% del total de las importaciones regionales. Como fue mencionado anteriormente, la Tabla C.9 nos muestra los datos totales tanto de las exportaciones como de las importaciones por cada uno de los países suramericanos. Por otro lado, en el Apéndice D y de manera complementaria se muestran las Tablas D.7 y D.8, los cuales presentan los promedios históricos tanto para las exportaciones como para las importaciones de refinados de petróleo y en diferentes períodos.

Y con el objetivo de realizar un análisis acerca de las **“exportaciones de refinados de petróleo por tipo de combustible”**, a nivel regional, la Tabla D.9 nos muestra sus diferentes datos para el 2010. En dicha tabla se observó que para el combustible “gasolina de motor”, el mayor exportador fue Venezuela con una participación del 51,3% del total regional exportado; a su vez, le siguen Brasil (19,8%), Perú (12,7%), Chile (5,2%), conjunto que representaron el 90% del total regional suramericano. Para el tipo “combustible de avión” el mayor exportador fue Venezuela con el 87% de la participación total; de igual manera, Venezuela lidero las exportaciones regionales en “combustibles destilados” con el 85,7%, y en gas licuado de petróleo (GLP) representó el 71,2%.

Para las **“importaciones de refinados de petróleo por tipo de combustible”** y por cada país suramericano, la Tabla D.10 (Apéndice D) nos indica datos estimados del año 2010. En este sentido, el mayor importador fue Brasil, el mismo que lidera tanto en “combustibles destilados” (50,52%), “GLP” (48,2%), “combustibles residuales” (88,4%), “combustible de avión” (86,5%) y “otros productos” (94,7%). Sin embargo, para “gasolina de motor” el mayor importador fue Ecuador (52,7%), seguido de Chile (38,7%) y juntos, estos dos, países cubrieron el 91% del total regional importado en este tipo de combustible. Paralelamente, la Figura C.7 muestra las proporciones tanto de importaciones como de exportaciones a nivel regional y por tipo de combustible, además, se indica de manera complementaria que estos gráficos se desarrollaron a partir de las Tablas D.9 y D.10, las que se encuentran expuestas en el Apéndice D.



Nota: Realizado sobre la información expuesta en la Tabla D.9 y C.10 del Apéndice D. Elaboración propia.

Figura C.7.- Exportaciones e importaciones por tipo de combustible refinado de petróleo: Suramérica 2010.

C.3.4. Capacidad de refinamiento.

La región suramericana, en general, tiene una capacidad total de refinamiento de 6.261,6 mil barriles diarios (995,5 miles de $m^3/día$), de acuerdo a las estadísticas del 2009. Se señala que esta capacidad se ha venido incrementando en los últimos veinte años, por lo que ha tenido un crecimiento del 54% entre 1990 y 2009. Para el año 2009, la capacidad de refinamiento por el tipo “sistema de destilación” representó el 76,7% de la región, mientras que por “craqueo catalítico” representó el 17,3%, por “craqueo térmico” el 2,9% y por “reformación” el 3,1%. La Tabla C.10 nos muestra los datos a nivel regional y, en ella, se observa como Brasil es el país con mayor capacidad en refinamiento, y cubre así el 39,1% del total regional con un volumen total de refinamiento de 2.447,8 mil barriles diarios (389,2 miles de $m^3/día$). Por su parte, le siguen Venezuela (25%) con una capacidad de 1.563,4 mil barriles diarios (248,6 miles de $m^3/día$), Argentina (13,8%) con una capacidad de 862,3 mil barriles diarios (137,1 miles de $m^3/día$), Colombia (6,8%) con 427,9 mil barriles diarios (68,0 miles de $m^3/día$), Chile (5,1%) con 317,7 mil barriles diarios (50,5 miles de $m^3/día$) y junto, estos cinco países, cubrieron el 90% de la capacidad total suramericana.

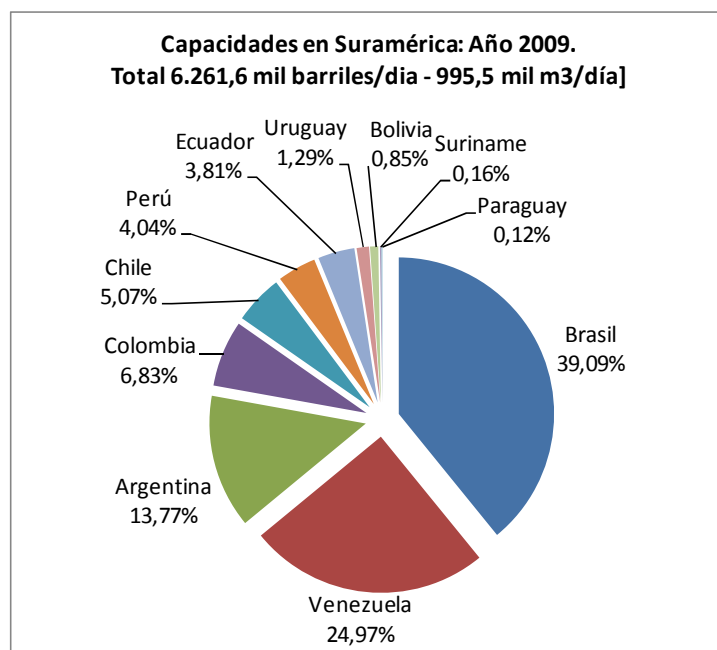
La Figura C.8 muestra en términos porcentuales la capacidad de refinamiento que posee cada país suramericano.

Unidades: Miles de barriles diarios					
TIPO	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2009
Total Capacidad	4.066,2	4.151,1	5.852,0	6.257,1	6.261,6
Destilación	4.066,2	4.151,1	4.736,8	4.807,7	4.803,8
	100,0%	100,0%	80,9%	76,8%	76,7%
Craqueo Catalítico	-	-	839,0	1.081,0	1.080,8
	-	-	14,3%	17,3%	17,3%
Craqueo Térmico	-	-	131,1	170,7	181,1
	-	-	2,2%	2,7%	2,9%
Reformación	-	-	145,0	197,6	196,0
	-	-	2,5%	3,2%	3,1%

Unidades: Miles de metros cúbicos diarios					
TIPO	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2009	2009
Total Capacidad	646,5	660,0	930,4	994,8	995,5
Destilación	646,5	660,0	753,1	764,4	763,7
	100,0%	100,0%	80,9%	76,8%	76,7%
Craqueo Catalítico	-	-	133,4	171,9	171,8
	-	-	14,3%	17,3%	17,3%
Craqueo Térmico	-	-	20,8	27,1	28,8
	-	-	2,2%	2,7%	2,9%
Reformación	-	-	23,1	31,4	31,2
	-	-	2,5%	3,2%	3,1%

Fuente: US-EIA (en línea), ref.: de 02 de abril de 2011. Nota: Los datos originales se dan en barriles diarios, por tanto la conversión a metros cúbicos se la realizó a través del factor 1 metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla C.10.- Capacidades totales de refinamiento de Suramérica.



Nota: Realizado a partir de los datos presentados en la Tabla D.11 del Apéndice D. Elaboración propia.

Figura C.8.- Capacidades de refinamiento en Suramérica.

De manera complementaria, la Tabla D.11 (Apéndice D) señala la capacidad de refinamiento en términos volumétricos por cada país suramericano, indica además la participación porcentual dentro del conjunto total regional y muestra también datos históricos promedios en diferentes períodos. A partir de dicha tabla se observa cómo la región ha tenido un incremento en su capacidad del 54%, entre 1990 y 2009; mientras que, de manera individual, Brasil, lo ha hecho en un 75%, Venezuela en un 30%, Argentina en un 25%, Colombia en un 89%, Chile en un 116%, Perú en un 47%, Ecuador en un 64% y Uruguay en un 146%.

C.3.5. Reservas probadas de petróleo.

Como se conoce, las reservas probadas son aquellas que pueden extraerse con la tecnología existente y pueden ser recuperables comercialmente de manera rentable al precio actual. De acuerdo al total de las reservas probadas, según datos estadísticos del 2010, la región Suramericana cuenta con 236.168,0 millones de barriles (37.548,0 millones de m³), lo que representa el 17,1% del total de las reservas probadas a nivel mundial. Dentro de la región suramericana, Venezuela cuenta con la mayor cantidad bajo un estimado de 211.170,0 millones de barriles (33.548 millones de m³), lo que cubriría el 89% del total de las reservas suramericanas. Posteriormente, le sigue Brasil con el 5,4%; Ecuador con el 2,8% y, en el cuarto, Argentina con un 1,1%; ya juntos poseen el 99% del total de las reservas probadas en la región.

La Tabla C.11, de acuerdo a las estadísticas registradas a principios de 2011, muestra el total de las reservas para cada uno de los países suramericanos; adicionalmente, muestra como datos históricos las cantidades registradas en los años 1990, 1995, 2000 y 2010. En dicha tabla se observa también la relación R/P, el que indica la relación existente entre el total de las reservas probadas de petróleo y el total producido dentro de un mismo período (año), esto nos brinda una idea del número de años aproximados que durarían aquellas reservas al ritmo de producción existente. Cabe señalar que los países de Guyana, Uruguay y Paraguay no cuentan con recursos petrolíferos, por ello, no aparecen en la tabla citada.

Reservas probadas de petróleo: Millones de barriles.							
País-Región	Año (Reservas)					Año: 2011	
	1990	1995	2000	2005	2010	Reservas	R/P
Tot.Mundo	1.000.512,62	999.260,84	1.028.132,39	1.277.227,66	1.354.182,40	1.383.207,19	51
Tot.Suram.	68.096,08	77.218,60	88.114,03	98.326,40	123.695,78	236.168,24	104
% Mundial	6,8%	7,7%	8,7%	7,7%	9,1%	17,1%	
Venezuela	58.504,00	64.477,00	72.600,00	77.226,00	99.377,00	211.170,00	272
Brasil	2.816,00	3.797,00	7.357,48	10.600,00	12.801,50	12.857,00	17
Ecuador	1.514,00	2.014,00	2.115,00	4.629,60	6.500,00	6.510,00	37
Argentina	2.279,90	2.216,79	2.753,42	2.674,50	2.520,30	2.504,68	11
Colombia	2.060,00	3.393,04	2.577,20	1.542,00	1.355,00	1.900,00	7
Perú	411,98	800,00	355,00	952,80	447,38	532,66	20
Bolivia	182,00	138,87	131,93	440,50	465,00	465,00	30
Chile	300,00	300,00	150,00	150,00	150,00	150,00	170
Suriname	28,20	81,90	74,00	111,00	79,60	78,90	14

Reservas probadas de petróleo: Millones de metros cúbicos.							
País-Región	Año (Reservas)					Año: 2011	
	1990	1995	2000	2005	2010	Reservas	R/P
Tot.Mundo	159.069,07	158.870,05	163.460,27	203.063,32	215.298,17	219.912,75	51
Tot.Suram.	10.826,43	12.276,80	14.009,04	15.632,68	19.666,09	37.547,81	104
% Mundial	6,8%	7,7%	8,7%	7,7%	9,1%	17,1%	
Venezuela	9.301,41	10.251,04	11.542,50	12.277,97	15.799,71	33.573,40	272
Brasil	447,71	603,68	1.169,75	1.685,27	2.035,28	2.044,10	17
Ecuador	240,71	320,20	336,26	736,05	1.033,42	1.035,01	37
Argentina	362,48	352,44	437,76	425,21	400,70	398,21	11
Colombia	327,51	539,45	409,74	245,16	215,43	302,08	7
Perú	65,50	127,19	56,44	151,48	71,13	84,69	20
Bolivia	28,94	22,08	20,98	70,03	73,93	73,93	30
Chile	47,70	47,70	23,85	23,85	23,85	23,85	170
Suriname	4,48	13,02	11,77	17,65	12,66	12,54	14

R/P: Número de años aproximados al cual durarían las reservas existentes al ritmo de producción de ese mismo año. Resulta de dividir reservas probadas sobre producción de crudo. Nota 01: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles. Nota 02: Los países de Guyana, Paraguay y Uruguay no poseen este recurso. Fuente: US-EIA (en línea), ref.: de 03 de octubre de 2011. Elaboración propia.

Tabla C.11.- Capacidades totales de refinamiento por país suramericano.

C.3.6. Proyecciones futuras de producción y consumo de energías líquidas.

La Tabla C.12 presenta las proyecciones para la “**producción de energías líquidas totales**”, que en suma involucran: (i) líquidos petroléos: el que abarca la producción de petróleo con pérdidas incluidas, el GLP (gas licuado de petróleo vendido directamente de las plantas procesadoras como combustible o químico), las ganancias generadas por los procesos de refinado; así como “otros productos”, el que a su vez incluyen productos como asfaltos, coque, lubricantes, nafta, mezclas de parafina, productos petroquímicos, aceites sin terminar, componentes de mezclas y solventes o White Spirits, de acuerdo a la definición realizada por la US-EIA (en línea-c); y, (ii) biocombustibles (etanol y el biodiesel).

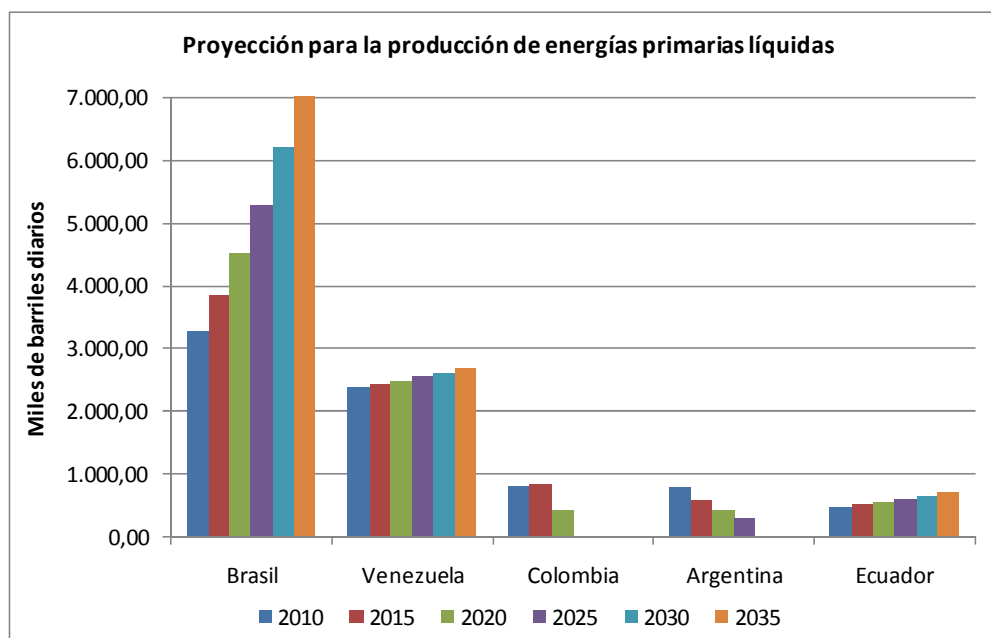
Proyección producción de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de barriles diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	0,2%	9,7%	4,9%	7,1%	3.268,99	3.835,87	4.501,06	5.281,59	6.197,48	7.272,19	3,3%
Venezuela	5,5%	1,0%	-4,7%	-3,7%	2.374,95	2.434,92	2.496,41	2.559,45	2.624,08	2.690,34	0,5%
Colombia	0,5%	8,6%	-6,3%	8,6%	816,15	836,76	441,58	0,00	0,00	0,00	*
Argentina	8,2%	3,0%	-0,2%	0,0%	799,73	586,93	430,75	316,13	0,00	0,00	*
Ecuador	6,6%	-1,4%	7,5%	-1,8%	485,59	523,12	563,55	607,10	654,02	704,57	1,5%
Perú	-0,1%	-4,7%	-1,5%	7,9%	163,65	187,88	110,94	0,00	0,00	0,00	*
Bolivia	4,8%	4,3%	11,0%	-2,6%	55,05	59,31	63,89	68,83	53,26	41,21	-1,2%
Suriname	11,4%	9,3%	-0,3%	8,9%	14,46	15,13	11,10	8,15	7,66	7,20	-2,8%
Chile	-4,7%	-9,3%	-0,9%	-7,1%	10,64	8,68	7,08	5,77	4,70	3,84	-4,0%
Paraguay	-20,3%	-11,0%	7,3%	36,0%	2,91	3,54	4,31	5,25	6,38	7,77	4,0%
Uruguay	11,0%	*	26,4%	1,0%	1,02	1,26	1,56	1,93	2,38	2,93	4,3%
Guyana	*	*	*	*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot. Suram.	4,1%	3,6%	-0,9%	2,0%	7.993,2	8.493,4	8.632,2	8.854,2	9.550,0	10.730,0	1,2%

Proyección producción de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de metros cúbicos diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	0,2%	9,7%	4,9%	7,1%	519,73	609,86	715,61	839,71	985,32	1.156,19	3,3%
Venezuela	5,5%	1,0%	-4,7%	-3,7%	377,59	387,12	396,90	406,92	417,20	427,73	0,5%
Colombia	0,5%	8,6%	-6,3%	8,6%	129,76	133,03	70,21	0,00	0,00	0,00	*
Argentina	8,2%	3,0%	-0,2%	0,0%	127,15	93,31	68,48	50,26	0,00	0,00	*
Ecuador	6,6%	-1,4%	7,5%	-1,8%	77,20	83,17	89,60	96,52	103,98	112,02	1,5%
Perú	-0,1%	-4,7%	-1,5%	7,9%	26,02	29,87	17,64	0,00	0,00	0,00	*
Bolivia	4,8%	4,3%	11,0%	-2,6%	8,75	9,43	10,16	10,94	8,47	6,55	-1,2%
Suriname	11,4%	9,3%	-0,3%	8,9%	2,30	2,41	1,77	1,30	1,22	1,14	-2,8%
Chile	-4,7%	-9,3%	-0,9%	-7,1%	1,69	1,38	1,13	0,92	0,75	0,61	-4,0%
Paraguay	-20,3%	-11,0%	7,3%	36,0%	0,46	0,56	0,69	0,83	1,01	1,23	4,0%
Uruguay	11,0%	*	26,4%	1,0%	0,16	0,20	0,25	0,31	0,38	0,47	4,3%
Guyana	*	*	*	*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot. Suram.	4,1%	3,6%	-0,9%	2,0%	1.270,8	1.350,3	1.372,4	1.407,7	1.518,3	1.705,9	1,2%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Los datos históricos para el cálculo de la TCP fueron obtenidos de US-EIA (en línea), ref.: de 20 de mayo de 2011. Nota 03: Las proyecciones fueron elaboradas sobre las tasas de crecimiento de producción de energías líquidas mantenida en los últimos cinco años, y teniendo en cuenta el agotamiento de reservas probadas de petróleo (ver sección II.III, literal e). Para el caso específico de Brasil se contaron con las estimaciones realizadas por la US-EIA (2010a, p.249, Tabla G1). Nota 04: Para el caso específico de Venezuela, sus proyecciones fueron tomadas del informe IEO-2011 (US-EIA, 2012, p.229, Tabla E.1), en respuesta a la incertidumbre que existe sobre su proyección futura. Nota 05: Paraguay, Uruguay y Chile son importadores de crudo y materias primas para la generación de refinados de petróleo. Elaboración propia.

Tabla C.12.- Proyecciones para la producción de energías líquidas al 2035.

De acuerdo a la tabla en mención, el conjunto suramericano aumentaría su producción en 1,34 veces entre 2010 y 2035 y pasaría de un volumen producido de 7.993,2 mil barriles diarios (1.232 miles de m³/día) a 11.739 mil barriles diarios (1.271 miles de m³/día) o, lo mismo, reflejará una Tasa de Crecimiento Promedio Anual (TCP) de 1,2%. En esta misma línea, y dentro de estos valores, quedan indefinidas las situaciones de Colombia a partir del año 2020, Argentina del 2030 y Perú del 2025, puesto que estas proyecciones son hechas en función de la cantidad de “reservas probadas” de petróleo existentes. La Figura C.9 muestra, de igual forma, las proyecciones para los países de Brasil, Venezuela, Colombia, Argentina y Ecuador, y en el que no se incluye al resto de países al ser casi imperceptibles dentro del gráfico.

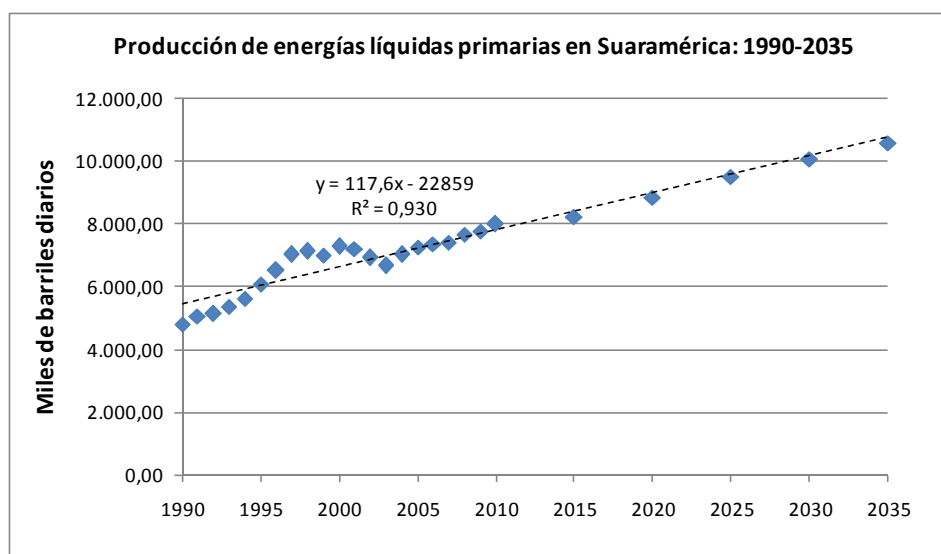


Nota 01: Elaborado a partir de la Tabla C.12. Nota 02: Se excluyó a Perú, Bolivia, Surinam, Chile, Paraguay y Uruguay al presentar valores casi imperceptibles dentro del gráfico. Elaboración propia.

Figura C.9.- Crecimiento en la producción de energías líquidas hacia el 2035.

La Tabla D.12 (Apéndice D), como información complementaria, muestra las proyecciones para la producción de energías líquidas tanto en unidades de BTU como en TEP. Por otro lado, la Figura C.10 muestra la tendencia en la producción de las energías líquidas totales, y en ella se ve una tendencia creciente hacia el 2035; por su parte, el gráfico lleva añadida las incertidumbres futuras de Colombia, Argentina y Perú las cuales fueron señaladas anteriormente. Pues bien, para el año 2035 el peso en la producción regional lo tendría Brasil con el 68%, mientras que Venezuela ocuparía el

25%, más allá de que en el año 2010, ambos habrían tenido una participación del 41% y 31% respectivamente.



Nota: Los datos históricos 1990 a 2010 se los obtuvo de las Tablas 3.4 y 3.12. Elaboración propia.

Figura C.10.- Producción de energías líquidas totales en Suramérica: 1990-2035.

En cuanto a las proyecciones en el “**consumo de energías líquidas**” se presenta la Tabla C.13, el cual nos indica como la región pasará de un consumo, en el 2010, de 5.663,7 mil barriles diarios (900,5 miles de m³/día) a 12.195,1 mil barriles diarios (1.938,9 miles de m³/día) en el año 2035. Es decir, Suramérica tendrá un crecimiento de su consumo de 2,2 veces o, lo que implica, tendrá una TCP del 3,1%. Para el caso de Brasil, como lo habíamos citado anteriormente, su consumo para el 2010 representó el 55% del total suramericano, mientras tanto, para el 2035 se pronostica que sería del 48%. En consecuencia, en el año futuro definido, Brasil (55%), Venezuela (16,2%), Argentina (14,7%) y Colombia (5,4%), se encontraran consumiendo el 84% del total regional de las energías líquidas.

En el Apéndice D se muestra la Tabla D.13 el cual nos indica las proyecciones en el consumo de energías líquidas en términos energéticos térmicos, esto tanto en BTU como en TEP. En aquella tabla se observa cómo la región Suramericana pasará de 9,93 Cuatrillones de BTU (249,3 Millones de TEP), en el 2010, a 24,54 Cuatrillones de BTU (616,4 Millones de TEP) en el 2035.

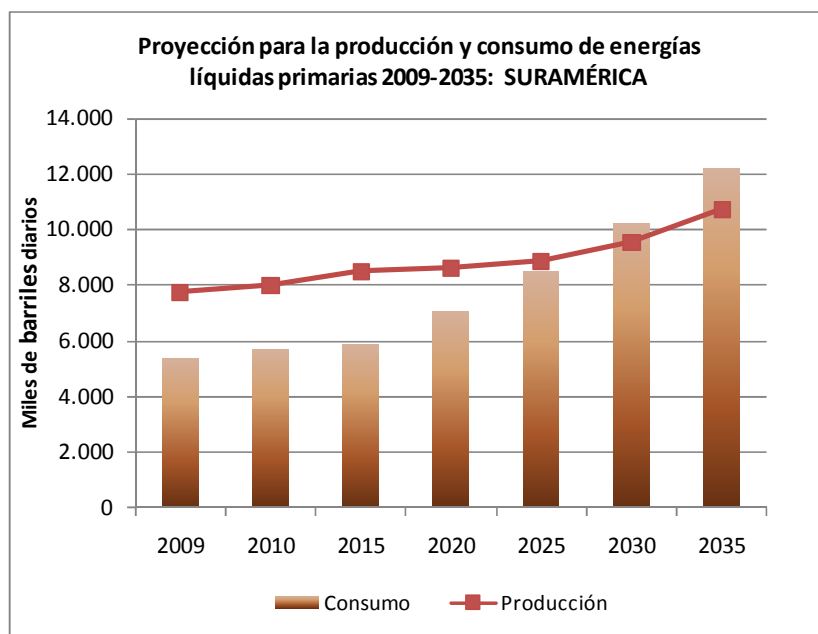
Proyección consumo de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de barriles diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,0%	4,1%	-0,4%	5,5%	3.115,54	3.061,28	3.607,24	4.219,51	4.977,53	5.811,02	2,5%
Venezuela	2,7%	0,7%	2,6%	5,0%	746,00	819,32	1.032,85	1.289,31	1.596,64	1.964,21	3,9%
Argentina	2,6%	3,6%	-2,0%	5,1%	620,46	699,54	906,06	1.164,36	1.469,65	1.781,96	4,3%
Colombia	5,6%	2,6%	-0,9%	2,9%	313,04	344,34	404,34	473,94	554,57	647,87	3,0%
Chile	7,5%	5,5%	0,9%	3,1%	302,71	306,33	346,29	400,42	470,39	537,33	2,3%
Ecuador	5,3%	1,0%	3,9%	4,7%	201,00	228,73	286,04	372,63	482,17	620,49	4,6%
Perú	2,2%	2,9%	0,8%	4,0%	191,98	221,25	265,51	318,61	382,33	458,79	3,5%
Bolivia	4,9%	7,4%	0,8%	4,1%	62,00	67,93	78,12	89,84	103,32	118,81	2,6%
Uruguay	1,6%	11,8%	-2,8%	5,4%	52,31	45,39	61,71	83,81	109,42	140,12	4,0%
Paraguay	6,3%	4,3%	0,9%	5,0%	33,70	40,61	48,94	58,97	71,06	85,62	3,8%
Suriname	-2,8%	0,5%	4,3%	3,6%	15,00	13,53	14,43	15,39	16,42	17,51	0,6%
Guyana	12,9%	12,1%	-1,8%	-1,9%	10,00	10,24	10,50	10,76	11,03	11,31	0,5%
Tot.Suram.	3,3%	3,6%	0,0%	5,0%	5.663,7	5.858,5	7.062,0	8.497,6	10.244,5	12.195,1	3,1%

Proyección consumo de energías líquidas primarias. Unidades: Miles de metros cúbicos diarios											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,0%	4,1%	-0,4%	5,5%	495,33	486,71	573,51	670,85	791,37	923,88	2,5%
Venezuela	2,7%	0,7%	2,6%	5,0%	118,60	130,26	164,21	204,98	253,85	312,29	3,9%
Argentina	2,6%	3,6%	-2,0%	5,1%	98,65	111,22	144,05	185,12	233,66	283,31	4,3%
Colombia	5,6%	2,6%	-0,9%	2,9%	49,77	54,75	64,29	75,35	88,17	103,00	3,0%
Chile	7,5%	5,5%	0,9%	3,1%	48,13	48,70	55,06	63,66	74,79	85,43	2,3%
Ecuador	5,3%	1,0%	3,9%	4,7%	31,96	36,37	45,48	59,24	76,66	98,65	4,6%
Perú	2,2%	2,9%	0,8%	4,0%	30,52	35,18	42,21	50,65	60,79	72,94	3,5%
Bolivia	4,9%	7,4%	0,8%	4,1%	9,86	10,80	12,42	14,28	16,43	18,89	2,6%
Uruguay	1,6%	11,8%	-2,8%	5,4%	8,32	7,22	9,81	13,33	17,40	22,28	4,0%
Paraguay	6,3%	4,3%	0,9%	5,0%	5,36	6,46	7,78	9,38	11,30	13,61	3,8%
Suriname	-2,8%	0,5%	4,3%	3,6%	2,38	2,15	2,29	2,45	2,61	2,78	0,6%
Guyana	12,9%	12,1%	-1,8%	-1,9%	1,59	1,63	1,67	1,71	1,75	1,80	0,5%
Tot.Suram.	3,3%	3,6%	0,0%	5,0%	900,5	931,4	1.122,8	1.351,0	1.628,8	1.938,9	3,1%

TCP: Tasa promedio anual de crecimiento. Nota 01: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles a partir de lo establecido en Apéndice A. Nota 02: Los datos históricos para el cálculo de las TCP históricas fueron obtenidos de la US-EIA (en línea, ref.: de 08 de abril de 2011). Nota 03: Las proyecciones para el consumo de energías líquidas primarias fueron obtenidas de la Tabla D.13, y convertidas desde BTU a unidades volumétricas a partir de la relación promedio histórica de los últimos cuatro años (2006 a 2010). Elaboración propia.

Tabla C.13.- Proyecciones para el consumo de energías líquidas al 2035.

Una vez hallada las proyecciones tanto de producción como de consumo de energías líquidas primarias, la Figura C.11.1, nos indica en términos globales las capacidades de producción y consumo de energías líquidas que tendrá la región hacia el año 2035. Aunque en el gráfico, a partir de las indeterminaciones futuras que se tendrían con Colombia, Argentina y Perú, hacia los años 2030 y 2035, se refleja la situación suramericana de contar con un mayor nivel de consumo frente a su producción, referente a este tipo de energía, eso sí, a partir del año 2030. A su vez, los países que presentarán un mayor nivel de producción, frente a su consumo, lo conformará el grupo compuesto por: Bolivia, Brasil, Ecuador y Venezuela. La Figura C.11.2 nos muestra la situación proporcional entre los países productores de energías líquidas hacia el 2035.



Nota: Realizada a partir de las Tablas C.12 y C.13. Elaboración propia.

Figura C.11.1.- Producción y consumo de energías líquidas: Suramérica 1990-2035.

Por otro lado, la Tabla D.14 y la Figura D.1, mostradas en el Apéndice D, presentan la información conjunta entre niveles de producción y consumo, para el 2010 y sus proyecciones al 2035, para cada uno de los países suramericanos. En el caso de Brasil, se volvió superavitario desde el año 2006 para este tipo de energía y muestra esta tendencia creciente. Ya para el año 2035 su producción superará a su consumo en un 25%.

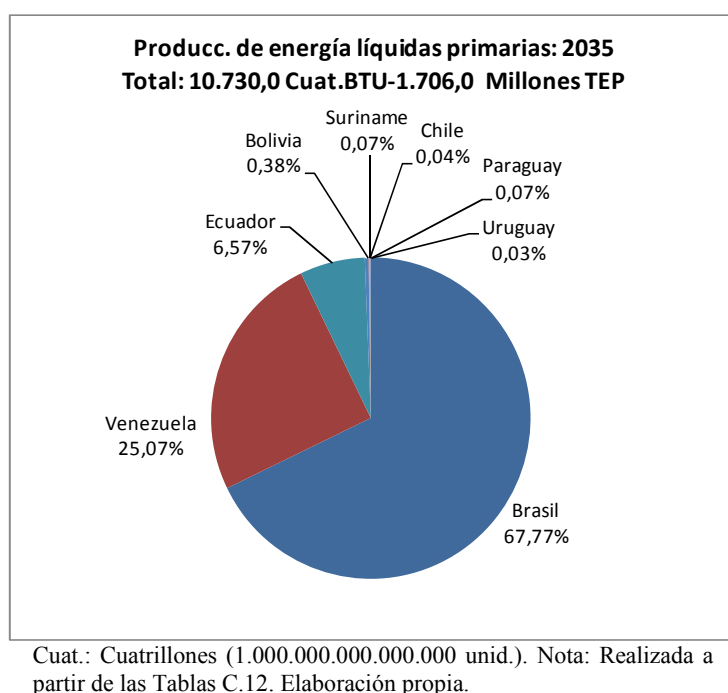
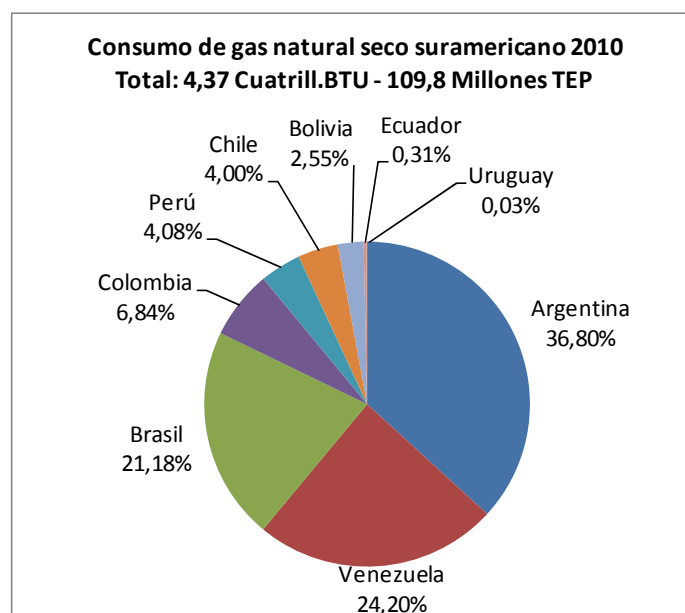


Figura C.11.2.- Producción de energías líquidas totales en Suramérica: 2035.

C.4. Gas natural.

C.4.1. Consumo de gas natural seco.

En términos energéticos Suramérica, en el 2010, consumió un total de 4,37 Cuatrillones de BTU (109,84 Millones de TEP) de gas natural seco¹⁷. Esto representó el 79% del total consumido en la región comprendida entre “Centro & Suramérica” o el 3,8% del total mundial. De ello, Argentina fue el mayor consumidor regional con un 36,7% y le siguieron a su vez Venezuela, Brasil y Colombia que en suma, estos cuatro países, consumieron casi el 90% del total regional suramericano. La figura C.12.1 indica el consumo de cada país suramericano, en términos porcentuales, dentro del total regional consumido.

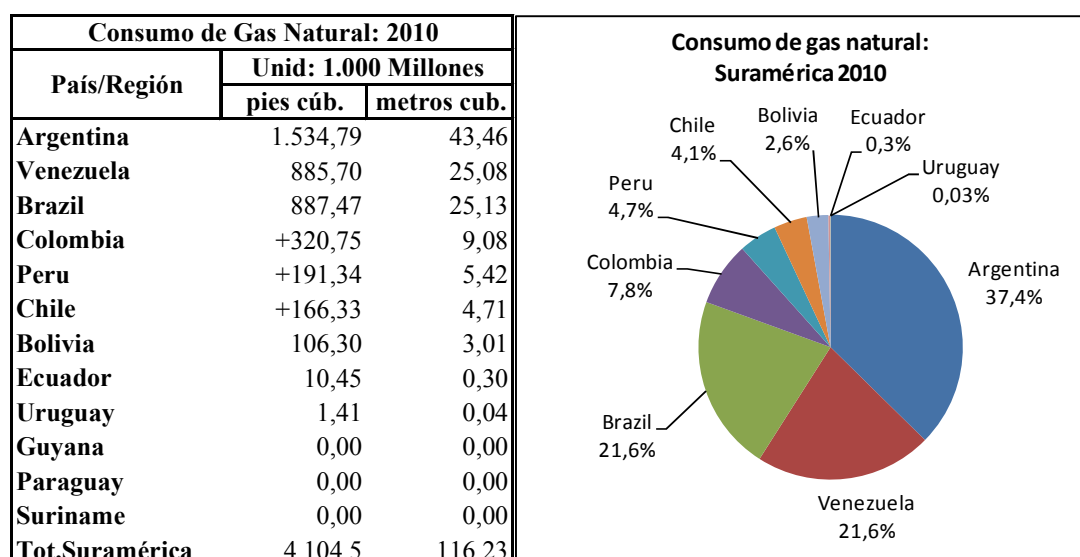


BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M].
 Nota 01: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a Apéndice A. Nota 02: Realizado a partir de Tabla D.15. Elaboración propia.

Figura C.12.1- Consumo de gas en cada país suramericano (BTU y TEP): 2010.

¹⁷ El gas natural seco se corresponde con el gas natural bruto eliminando de este flujo: (i) Los volúmenes usados para la producción, en los que figuran: volúmenes retornados al reservorios por reproceso, volúmenes usados para la presurización de reservorios de petróleo, gas quemado o flameado y volúmenes usados para la conservación de los procesos, y; (ii) Volúmenes eliminados como parte del proceso, estos a su vez son: gases no-hidrocarburos donde figuran agua, dióxido de carbono, helio, nitrógeno y sulfatos de hidrógeno, así como los líquidos conformados a través de condensaciones y los retirados en las plantas de producción de líquidos. El gas natural seco es igual, también, a la producción comercializada menos pérdidas por extracción. Nota: Este párrafo fue tomado y traducido del glosario expuesto por la US-IEA (en línea-d), ref.: de 20 de abril de 2011 y acondicionado para un mejor entendimiento.

El crecimiento estimado suramericano entre el 2009 y el 2010 fue del 16,4%, esto se dio principalmente por el aumento en el consumo de países como Brasil, Venezuela, Chile y Perú, paralelamente, el aumento en el consumo mundial se incrementó en un 5%. La figura C.12.2 muestra, en cambio, el consumo de gas seco para el 2010 en términos volumétricos, cuyos datos provinieron de diversas fuentes. En dicho gráfico se observa como Argentina es el mayor productor de gas natural seco y abraza el 37,4% del total producido por el conjunto de productores suramericanos, a su vez, le siguió Brasil, Venezuela y Colombia que juntos, estos cuatro países, produjeron el 88% del total regional. Cabe señalar que Suramérica con respecto al consumo mundial representó el 3,67% y respecto a la región conjunta de Centro y Suramérica el 78,6%.



(+): Fuente: BP (2011), mientras que Ecuador y Uruguay son datos estimados. Nota 01: 1.000 millones se corresponden con 1×10^9 unidades (1.000.000.000 unid.). Nota 02: Los países de Guyana, Paraguay, Surinam no generaron consumo absoluto de acuerdo a la información disponible en US-EIA (en línea, ref.: de 21 de abril de 2011). Nota 03: Los datos (excepto los anteriormente citados) fueron tomados de US-EIA (ibidem). Las unidades de esta fuente se encontraron en pies cúbicos y fueron convertidos a metros cúbicos de acuerdo al factor de conversión de $1\text{m}^3 = 35,3147\text{ pie}^3$ según Apéndice A. Elaboración propia.

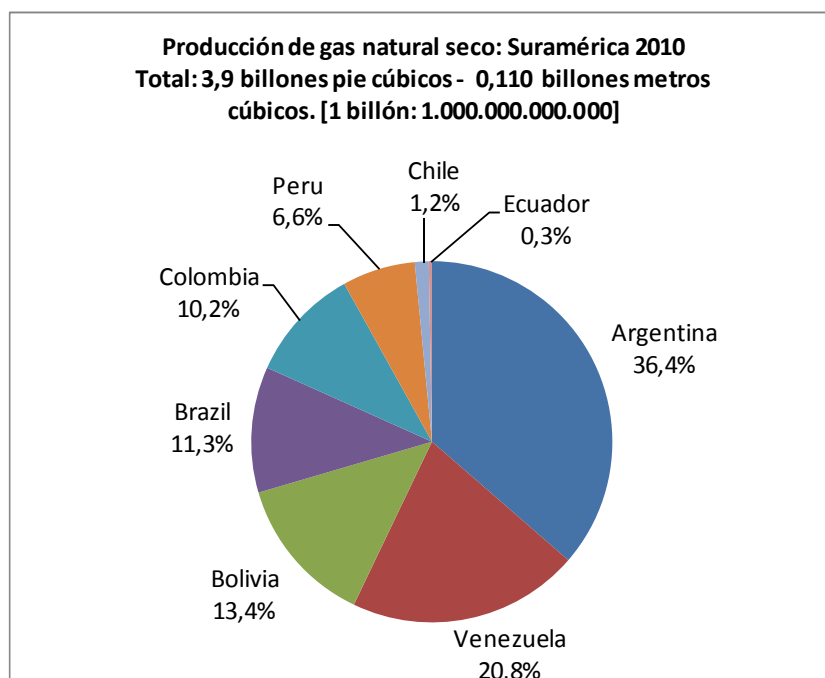
Figura C.12.2- Consumo de gas por país suramericano en términos volumétricos: 2010.

Por otro lado, la Tabla D.15 (Apéndice D) a manera complementaria nos muestra estos consumos tanto en BTU como en TEP, así también, dicha tabla señala los promedios de consumo en varios períodos, sea por: cada país suramericano; de acuerdo al total consumido por la región conjunta de “Centro & Suramérica” y, finalmente, según el total mundial. En la Tabla señalada se aprecia como Argentina, Colombia, Ecuador y Chile en los últimos 20 años han duplicado su consumo; así mismo, los países de Brasil y Perú lo han incrementado en torno a diez veces; Bolivia lo ha

cuadruplicado y Venezuela lo ha aumentado en alrededor del doble. En datos regionales, Suramérica ha incrementado su consumo en 2,23 veces, mientras que el mundo lo ha hecho en 1,5 veces y la región conjunta de Centro y Suramérica en 2,6 veces. Por otro lado, la Tabla D.16 (Apéndice D) muestra de igual manera el consumo pero, en este caso, expresado en términos volumétricos tanto en pies cúbicos como en metros cúbicos.

C.4.2. Producción de gas natural.

En cuanto a la producción de gas natural seco, de acuerdo a datos del 2010, Argentina cubrió el 36,4% del total producido en toda Suramérica, Venezuela el 20,8% y junto a Bolivia (13,4%) y Brasil (11,3%) cubrieron alrededor del 85% del total de la producción regional. Respecto al total mundial producido, Suramérica abrazó el 3,3% y respecto al total de la región conjunta de “Centro & Suramérica”, su producción representó el 68,4%. La Figura C.13 nos señala de manera gráfica la participación de cada país suramericano dentro de la producción total de gas natural seco a nivel regional.



Nota 01: Figura realizada en base a los datos presentados en la Tabla C.14. Nota 02: Los países de Guyana, Paraguay, Surinam y Uruguay no son productores, por lo que no aparecen en la figura. Elaboración propia.

Figura C.13.- Producción de gas natural seco: Suramérica 2010.

En la Tabla C.14 se puede apreciar la información citada en el párrafo anterior, y en ella se puede ver adicionalmente que en los últimos 20 años (1990 y 2010) la región suramericana ha incrementado su producción en alrededor del 112,3%, mientras que el mundo lo ha hecho en un 53%, mientras tanto, la región conjunta de “Centro y Suramérica” lo ha hecho en un 183%. En particular, Argentina incrementó esta producción en un 125%, Bolivia en 386%, Perú en un 1.245,3% y Ecuador en un 167%; aunque lo realmente sorprendente es que Suramérica, entre 2009 y 2010, generó un incremento del 12%. Cabe señalar que los países de Uruguay, Paraguay, Guyana y Surinam al no ser productores de gas, no se encuentran en la tabla expuesta. Por otra parte, la Tabla D.17 nos indica, de igual manera, los valores producidos de gas natural seco, pero dados en unidades energéticas tanto en BTU como en TEP.

Producción de Gas Natural Seco: 1.000 millones de pies cúbicos								
Región	Período (Promedio de producción)				Variación 1991-2010	Año		
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10		2009 Produc.	2010 Produc.	% Total
Argentina	717,95	1.010,86	1.388,44	1.542,57	124,8%	1.460,70	1.416,13	36,4%
Venezuela	801,79	980,12	981,19	778,42	6,3%	650,86	808,71	20,8%
Bolivia	105,80	105,73	219,45	480,52	386,2%	445,64	520,19	13,4%
Brazil	128,87	191,05	286,19	381,40	351,8%	363,04	438,26	11,3%
Colombia	155,25	188,58	213,44	307,73	163,4%	370,45	397,74	10,2%
Peru	24,75	20,91	17,87	120,00	1245,3%	122,54	255,61	6,6%
Chile	60,75	63,78	45,06	60,92	-26,9%	47,68	48,24	1,2%
Ecuador	3,56	3,81	5,09	9,85	166,5%	10,45	10,66	0,3%
Tot.Suramérica	1.998,7	2.564,8	3.156,7	3.681,4	112,3%	3.471,4	3.895,5	100%
% C&S.Amer.	90,5%	88,2%	81,5%	71,3%	182,7%	64,7%	68,4%	
% Mundial	2,6%	3,1%	3,4%	3,5%	52,8%	3,3%	3,5%	

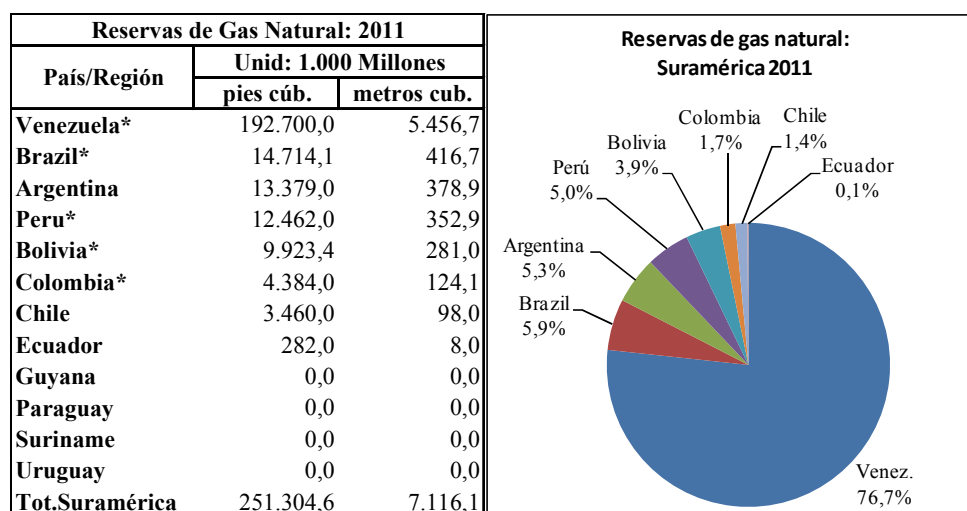
Producción de Gas Natural Seco: 1.000 millones de metros cúbicos								
Región	Período (Promedio de producción)				Variación 1991-2010	Año		
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10		2009 Produc.	2010 Produc.	% Total
Argentina	20,33	28,62	39,32	43,68	124,8%	41,36	40,10	36,4%
Venezuela	22,70	27,75	27,78	22,04	6,3%	18,43	22,90	20,8%
Bolivia	3,00	2,99	6,21	13,61	386,2%	12,62	14,73	13,4%
Brazil	3,65	5,41	8,10	10,80	351,8%	10,28	12,41	11,3%
Colombia	4,40	5,34	6,04	8,71	163,4%	10,49	11,26	10,2%
Peru	0,70	0,59	0,51	3,40	1245,3%	3,47	7,24	6,6%
Chile	1,72	1,81	1,28	1,73	-26,9%	1,35	1,37	1,2%
Ecuador	0,10	0,11	0,14	0,28	166,5%	0,30	0,30	0,3%
Tot.Suramérica	56,6	72,6	89,4	104,2	112,3%	98,3	110,3	100%
% C&S.Amer.	90,5%	88,2%	81,5%	71,3%	182,7%	64,7%	68,4%	
% Mundial	2,6%	3,1%	3,4%	3,5%	52,8%	3,3%	3,5%	

(*) Dato proyectado. Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 unidades (1.000.000.000 unid.). Nota 02: La transformación de pie cúbico a metro cúbico fue realizado a partir de la conversión especificado en Apéndice A, equivalente a $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$. Nota 03: Los datos históricos para la determinación del promedio por período fueron tomados de US-EIA (en línea; ref.: de 20 de abril de 2011). Elaboración propia.

Tabla C.14.- Producción de gas natural seco suramericano en términos volumétricos:
1990-2010.

C.4.3. Reservas de gas.

Las reservas totales de gas en Suramérica equivalen, aproximadamente, al 3,9% del total mundial y alrededor del 94% de la región conjunta de “Centro & Suramérica”. Según datos del 2011, emitidos por la US-EIA (en línea), Suramérica cuenta con 251,3 billones¹⁸ de pies cúbicos (7,12 billones de metros cúbicos), donde sólo Venezuela posee el 77% de este total. Luego, Brasil cuenta con las segundas reservas más grandes, con un 5,9% del total suramericano; es decir, ambos países abarcan alrededor del 83% de las reservas totales suramericanas. La Figura C.14 muestra los volúmenes de reservas de gas natural en los países suramericanos, de acuerdo a datos del 2011, así como la ponderación regional de cada uno.



(*) Fuente: BP (2011). Nota 01: 1.000 millones se corresponden con 1×10^9 unidades. Nota 02: Los países de Guyana, Paraguay, Surinam y Uruguay no cuentan con reservas. Nota 03: Los datos fueron tomados de US-EIA (en línea, ref.: de 21 de abril de 2011) con excepción de (*), bajo unidades de pies cúbicos y convertidos a su equivalente en metros cúbicos de acuerdo al factor de conversión de $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$, según Apéndice A. Nota 04: La información estadística brindada por la UE-EIA (en línea), expresa a través de sus datos, a fecha de 12 de junio de 2011, que Bolivia cuenta con unas reservas de $26,5 \times 10^{12}$ pies cúbicos, sin embargo, se ha decidido tomar los datos de BP como fuente más actualizada luego de conocer que las reservas reales son solo 1/3 del valor señalado a partir de datos más oficiales que reajustaron recientemente el valor (El Día, 2011 e Hidrocarburos Bolivia 2011, 30 de mayo). Elaboración propia.

Figura C.14.- Reservas totales suramericanas de gas natural a 2011.

En la Tabla D.18, Apéndice D, a manera complementaria se presentan las reservas totales, por cada país suramericano y por la región conjunta en diferentes años; paralelamente, se muestra los datos de 2010 y 2011. Esta tabla nos indica también la relación que existe entre reservas y producción (R/P) al 2010, este índice nos indica el número de años aproximados que duraría el nivel de producción a ritmos actuales del

¹⁸ Un billón se corresponde con la unidad más doce dígitos 1.000.000.000.000.

2010. De acuerdo a estos datos observamos como Suramérica tendría un promedio de 64 años más de producción, mientras que en términos individuales podemos decir que Venezuela contaría con 238 años, Bolivia con 19 años, Argentina con 9 años, Brasil con 33 años, Perú con 48 años, Chile con 71 años y Ecuador con 26 años.

C.4.4. Exportaciones e importaciones de gas.

La Tabla C.15 nos muestra las exportaciones e importaciones realizadas por los países suramericanos. En cuanto a sus exportaciones realizadas, estas fueron hechas por tan solo tres países, como son: Bolivia, Colombia y Argentina, en el que Colombia comenzó con esta actividad exportadora recién en el 2007 y Argentina en 1997. A su vez, Bolivia es el mayor exportador en la región con un volumen registrado en el 2009 de 345,7 mil millones de pies cúbicos (9,79 mil millones de metros cúbicos).

Export. e Import. de Gas Natural: 1.000 millones de pies cúbicos						
Región	Promedio por período				Histórico anual	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09	Año 2008	Año 2009
Exportaciones						
Bolivia	77,2	67,7	166,6	382,8	416,4	345,7
Colombia	0,0	0,0	0,0	24,0	53,0	63,6
Argentina	0,0	37,6	213,2	123,5	33,5	31,1
Importaciones						
Brazil	0,0	2,6	175,8	337,5	389,5	298,1
Argentina	76,8	65,0	5,7	64,8	45,9	93,9
Venezuela	0,0	0,0	0,0	24,0	53,0	63,6
Chile	0,0	37,4	196,4	117,8	26,5	52,6
Uruguay	0,0	0,1	2,0	2,9	2,5	1,4

Export. e Import. de Gas Natural: 1.000 millones de metros cúbicos						
Región	Promedio por período				Histórico anual	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09	Año 2008	Año 2009
Exportaciones						
Bolivia	2,19	1,92	4,72	10,84	11,79	9,79
Colombia	0,00	0,00	0,00	0,68	1,50	1,80
Argentina	0,00	1,06	6,04	3,50	0,95	0,88
Importaciones						
Brazil	0,00	0,07	4,98	9,56	11,03	8,44
Argentina	2,18	1,84	0,16	1,84	1,30	2,66
Venezuela	0,00	0,00	0,00	0,68	1,50	1,80
Chile	0,00	1,06	5,56	3,34	0,75	1,49
Uruguay	0,00	0,00	0,06	0,08	0,07	0,04

Los datos incluyen gas natural licuado. Nota 01: 1.000 millones equivalentes a 1×10^9 unidades. Nota 02: La transformación de pie cúbico a metro cúbico a partir de conversión especificado en Apéndice A, y equivalente a $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$. Nota 03: Los datos históricos para la determinación del promedio por período y datos del 2008 y 2009 fueron obtenidos de US-EIA (en línea, ref.: de 21 de abril de 2011). Elaboración propia.

Tabla C.15.- Exportaciones e importaciones de gas natural de países suramericanos.

En lo referente a las importaciones, Brasil, Argentina, Venezuela, Chile y Uruguay realizaron estas operaciones en 2009, en el cual Brasil fue el mayor importador con 298,1 mil millones de pies cúbicos (8,44 mil millones de metros cúbicos). En la tabla anterior se muestra, además de los volúmenes exportados e importados de los países suramericanos, promedios históricos y, así también, los datos de los dos últimos años registrados en las estadísticas al presente.

C.4.5. Proyecciones de producción y consumo de gas.

De acuerdo a las proyecciones realizadas para la producción de gas natural seco, en la región suramericana, y reflejados en la Tabla C.16, se tendrá un incremento de alrededor del 16% entre el 2010 y 2035; es decir, la producción pasará de 3.896 miles de millones de pies cúbicos (110 mil millones de metros cúbicos) a 4.512 mil millones de pies cúbicos (128 mil millones de metros cúbicos). El mayor nivel de producción lo efectuará Brasil, Venezuela y Perú a partir de los recursos que se permitirán explotar. Por otro lado, la capacidad productora colombiana se agotaría alrededor del año 2020 al poseer unos modestos recursos, por lo que se halla ahora en una campaña de exploración como nunca antes se ha registrado en su historia. En este orden, Argentina posee reservas de “gas convencional” que le permitirá mantener su nivel de explotación hasta el año 2020; no obstante, Argentina cuenta con las terceras mayores reservas mundiales de “gas no-convencional” (shale gas o arcillas gasíferas), las que fueron establecidas en 774 billones⁽¹⁹⁾ de pies cúbicos (22 billones de metros cúbicos); pero hasta que no se establezcan las estrategias necesarias para la explotación de este recursos y se encamine la inversión respectiva no se podrá emitir un criterio, más allá de que posee un gran potencial para convertirse en un foco energético regional a futuro. También es preciso mencionar que los países de Uruguay, Paraguay, Guyana y Surinam no son productores de gas, por lo que no aparecen dentro de esta tabla.

En cuanto a las proyecciones de consumo de gas seco, en Suramérica, la región tendrá un incremento, entre el año 2010 y 2035, del 88%; es decir, pasará de un consumo de 4.105,0 miles de millones de pies cúbicos (116,2 miles de millones de metros cúbicos) a 7.701,0 miles de pies cúbicos (218,1 miles de millones de metros cúbicos).

¹⁹ Un billón se corresponde con la unidad más doce dígitos 1.000.000.000.000.

Producción de Gas Natural Seco: 1.000 millones de pies cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de producción					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	5,7%	8,4%	4,7%	-2,6%	1.416,13	1.405,54	1.395,03	0,00	0,00	0,00	*
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	-0,5%	808,71	1.664,00	1.800,00	1.950,00	2.100,00	2.250,00	4,2%
Bolivia*	-0,5%	-6,3%	31,9%	3,6%	+520,19	588,55	665,89	753,39	852,39	0,00	*
Brasil*	11,9%	8,2%	7,3%	4,9%	+438,26	1.035,00	1.200,00	1.304,39	1.378,99	1.478,26	5,0%
Colombia	1,8%	3,3%	2,0%	11,0%	397,74	461,09	534,53	0,00	0,00	0,00	*
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	35,6%	+255,61	500,00	545,31	594,72	648,61	707,39	4,2%
Chile	0,9%	-10,9%	-1,1%	-7,7%	48,24	50,70	53,29	56,01	58,86	61,86	1,0%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	10,66	11,34	12,07	12,84	13,67	14,54	1,3%
Tot.Suram.	4,5%	4,1%	4,9%	1,6%	3.895,54	5.716,22	6.206,11	4.671,36	5.052,52	4.512,06	0,6%

Producción de Gas Natural Seco: 1.000 millones de metros cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de producción					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	5,7%	8,4%	4,7%	-2,6%	40,10	39,80	39,50	0,00	0,00	0,00	*
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	-0,5%	22,90	47,12	50,97	55,22	59,47	63,71	4,2%
Bolivia*	-0,5%	-6,3%	31,9%	3,6%	+14,73	16,67	18,86	21,33	24,14	0,00	*
Brasil*	11,9%	8,2%	7,3%	4,9%	+12,41	29,31	33,98	36,94	39,05	41,86	5,0%
Colombia	1,8%	3,3%	2,0%	11,0%	11,26	13,06	15,14	0,00	0,00	0,00	*
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	35,6%	+7,24	14,16	15,44	16,84	18,37	20,03	4,2%
Chile	0,9%	-10,9%	-1,1%	-7,7%	1,37	1,44	1,51	1,59	1,67	1,75	1,0%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	0,30	0,32	0,34	0,36	0,39	0,41	1,3%
Tot.Suram.	4,5%	4,1%	4,9%	1,6%	110,31	161,87	175,74	132,28	143,07	127,77	0,6%

(+) Datos obtenidos de BP (2011). TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 unidades (1.000.000.000 unid.). Nota 02: La transformación de pie cúbico a metro cúbico se realizó a partir del factor equivalente a $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$ de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 03: Las TCP históricas fueron calculados a partir de las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea, ref.: de 22 de abril de 2011). Las proyecciones de producción de gas natural seco se realizaron a partir de las tasas regionales pronosticadas por la US-EIA (2010a, p.293) en su Tabla II, adicionalmente, para casos específicos (*) las TCP fueron calculadas a partir de otras referencias²⁰. Elaboración propia.

Tabla C.16.- Proyección en la producción de gas natural seco suramericano al 2035.

Para el escenario futuro, dentro del consumo de gas, Brasil alcanzaría los mayores volúmenes a partir de su promoción; a su vez, le seguiría Argentina, Venezuela y Colombia que en conjunto, estos cuatro países, representarán el 85% del total consumido en toda la región (Ver Tabla C.17). La Tasa de Crecimiento Promedio anual

²⁰ Para el caso de Venezuela, estas proyecciones fueron realizadas de acuerdo a la información dada en el Informe de Gestión Anual 2010 y emitido por PDVSA, a Julio de 2011 (PDVSA, 2011, p.45), metas dispuestas al 2015, 2020 y 2030 (Otra justificación del porcentaje se puede hallar en PDVSA, 2009, p.102), mientras que el pronóstico al 2035 se realizó bajo la tendencia anual registrada entre 2020 y 2030. Para las proyecciones bolivianas se ha usado una distribución homogénea aproximada de un total de 14.800 mil millones de pies cúbicos (419 mil millones de metros cúbicos) entre 2010 y 2026, volumen dado de acuerdo a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB (citado en Hidrocarburos Bolivia, 2011e); para datos al 2030 se utilizó una tendencia anual de 2,5% anual, mientras que a partir de 2030 a 2035 se mantiene la incertidumbre dado las reservas limitadas que posee. Cabe señalar que a este horizonte máximo de producción se ha sumado la cantidad hallada en Aquio, lo que da un total de 12,94 billones de pies cúbicos (Eldeber.com.bo, 2011, 28 de abril). Para Perú se realizaron estas proyecciones según las estimaciones en la demanda al 2016 emitido por el Ministerio de Energía y Minas de Perú. Plan Referencial 2007-2016 (citado en Universidad ESAN, 2007, p.105) y para los datos del 2025 y 2035 se ha sumado, a los datos del 2010, el incremento que supondrá el proyecto Gasoducto Andino del Sur (datos disponibles en Mercado Energía, 2009, 18 de septiembre). En cuanto a Brasil, los datos proyectados del 2015 y 2020 se obtuvieron a partir del Plan de Negocios 2011-2015 de Petrobras, por lo que se pondera, a los valores brutos de producción actual, (a partir de históricos de la US-IEA, en línea) un 54%. Mientras que los datos a partir del 2020 se obtuvo de la tendencia de crecimiento anual mundial de 1,4% emitida por la US-IEA (2010a, p.293).

regional se encontrará en un 2,5%, mientras que de manera individual, Brasil, reflejará una tasa del 4,0%; Argentina, una tasa de 1,2%; Perú, de un 4,4% y Bolivia de un 5,2% como la más alta.

Consumo de Gas Natural Seco: 1.000 millones de pies cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	4,6%	4,6%	3,4%	1,5%	1.534,79	1.629,11	1.729,24	1.835,51	1.948,32	2.068,05	1,2%
Brasil*	11,9%	9,7%	16,2%	6,2%	887,47	1.079,74	1.313,67	1.598,28	1.944,55	2.365,84	4,0%
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	1,4%	885,70	992,35	1.111,84	1.245,72	1.395,72	1.563,79	2,3%
Colombia*	1,8%	3,3%	2,0%	6,4%	+320,75	354,14	391,00	431,69	476,62	526,23	2,0%
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	27,9%	+191,34	400,00	436,25	475,78	518,89	565,91	4,4%
Chile	0,9%	24,7%	12,3%	-11,2%	+166,33	174,82	183,73	193,11	202,96	213,31	1,0%
Bolivia*	3,9%	-7,5%	14,2%	7,4%	106,30	162,41	207,53	283,58	345,01	380,92	5,2%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	10,66	11,35	12,07	12,85	13,67	14,55	1,3%
Uruguay	*	*	31,6%	-14,6%	1,44	1,57	1,71	1,86	2,02	2,20	1,7%
Tot.Suram.	4,4%	4,1%	4,9%	2,7%	4.104,8	4.805,5	5.387,0	6.078,4	6.847,8	7.700,8	2,5%

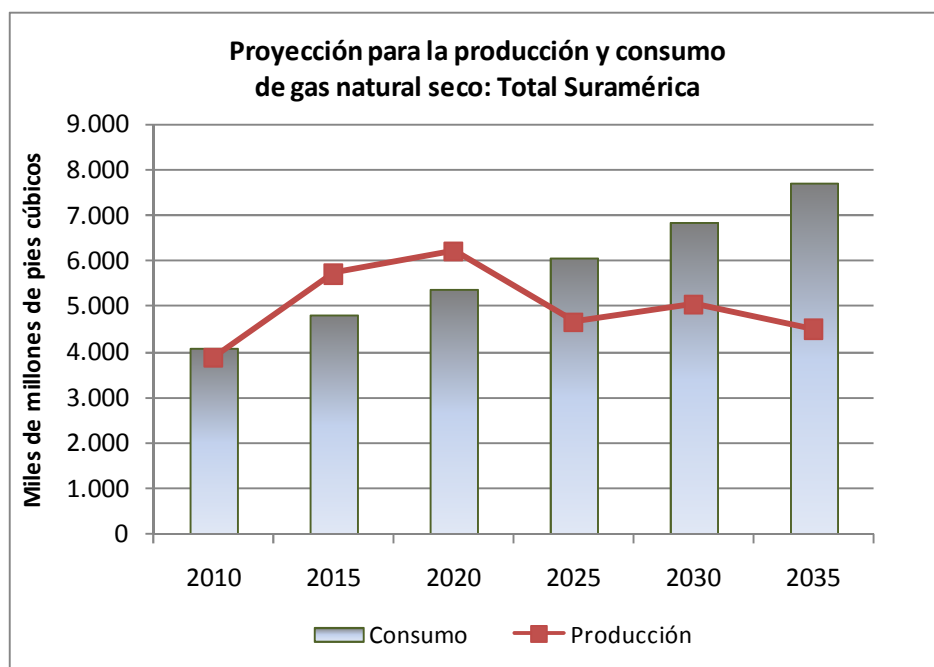
Consumo de Gas Natural Seco: 1.000 millones de metros cúbicos											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	4,6%	4,6%	3,4%	1,5%	43,46	46,13	48,97	51,98	55,17	58,56	1,2%
Brasil*	11,9%	9,7%	16,2%	6,2%	25,13	30,57	37,20	45,26	55,06	66,99	4,0%
Venezuela*	3,6%	1,5%	0,0%	1,4%	25,08	28,10	31,48	35,27	39,52	44,28	2,3%
Colombia*	1,8%	3,3%	2,0%	6,4%	+9,08	10,03	11,07	12,22	13,50	14,90	2,0%
Perú*	16,2%	-18,5%	26,1%	27,9%	+5,42	11,33	12,35	13,47	14,69	16,02	4,4%
Chile	0,9%	24,7%	12,3%	-11,2%	+4,71	4,95	5,20	5,47	5,75	6,04	1,0%
Bolivia*	3,9%	-7,5%	14,2%	7,4%	3,01	4,60	5,88	8,03	9,77	10,79	5,2%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	5,0%	3,0%	0,30	0,32	0,34	0,36	0,39	0,41	1,3%
Uruguay	*	*	31,6%	-14,6%	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	1,7%
Tot.Suram.	4,4%	4,1%	4,9%	2,7%	116,2	136,1	152,5	172,1	193,9	218,1	2,5%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 . Nota 02: La transformación de pie cúbico a metro cúbico se realizó a partir del factor de $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$ a partir de lo expuesto en Apéndice A. Nota 03: Los TCP históricos fueron calculados a partir de las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea, ref.: de 22 de abril de 2011). Las proyecciones del consumo de gas natural seco se realizaron a partir de las tasas tendenciales regionales pronosticadas por la US-EIA (2010a, p.151) en su Tabla A6, adicionalmente para casos específicos (*) las TCP fueron ajustadas a partir de otras referencias²¹. Elaboración propia.

Tabla C.17.- Proyección del consumo de gas natural seco suramericano al 2035.

²¹ Para los pronósticos del consumo futuro de Brasil se utilizó el pronóstico realizado por US-IEA (2010a, p.151, Tabla A.6). En el caso de Venezuela se utilizó la tasa de crecimiento promedio anual de 2,3% a partir de la estimación realizada en el crecimiento de mercado (entre 1,5% y 2,6%) hacia el 2015 emitido en el Informe Anual de 2009 (PDVSA, 2009, p.105), y se decidió marcar este crecimiento hasta el 2035 a partir del comportamiento histórico suavizado de los últimos cinco años registrados. Para Colombia, se ha usado los datos expuestos en el informe “Proyección de Demanda de Energía en Colombia”, página 44, entre los años 2010 y 2030, dicho informe fue emitido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia (Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2010b); para los datos del 2030 al 2035 se usó la tasa tendencial de los cinco años previos al 2030. Respecto a los pronóstico de Perú se utilizaron los datos expuestos entre 2010 a 2016 del informe “Consultoría para Determinar la Complejidad y Prospectiva del Gas Natural”, en su página 118 (Universidad ESAN, 2007, p.118), y a partir de 2016 se usó una tasa de crecimiento anual de 1,7%, tasa de acuerdo al crecimiento anual promedio emitido para la región por la US-IEA (2010a, p.151, Tabla A6). Los pronósticos de Bolivia fueron tomados de YPFB Corporación, del informe “Plan de Inversiones 2009-2015” (YPFB Corporación, p.40), en el que se emiten proyecciones hasta el 2026; a partir de 2026 se utiliza una tasa reducida de 2% anual (1/3 de las tasas anteriores) bajo sentido conservador y ajustada hacia la tendencia regional pronosticada por US-IEA (2010a, p.151, Tabla A6).

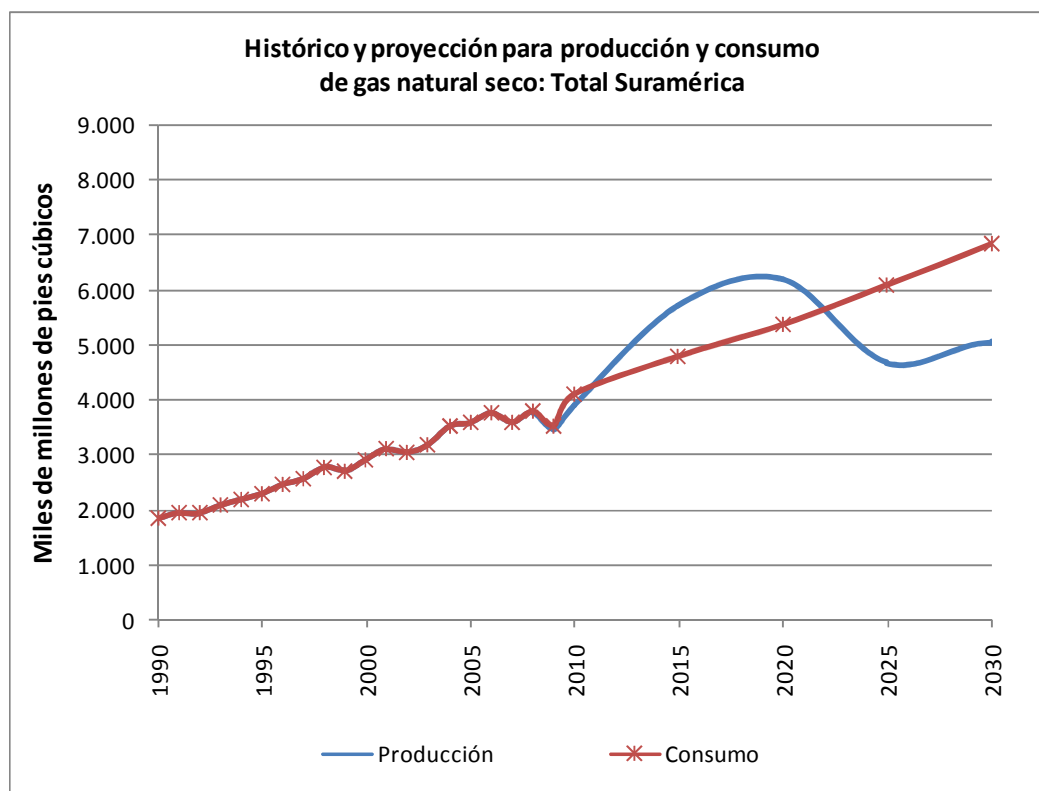
La Tabla D.19, dado en el Apéndice D, muestra de igual manera las proyecciones del consumo, pero en términos térmicos, tanto en BTU como en TEP. Conocidas estas proyecciones, para la producción y consumo de gas natural seco, se presentan las Figuras C.15.1 y C.15.2. Del análisis realizado sabemos que la región alcanzará su cenit de producción en el año 2019, mientras que el déficit regional se generaría en el 2022, ya que su nivel de consumo se encontraría alcanzado su producción. Cabe señalar que, en este caso, el declive se daría a partir de las condiciones actuales que presenta la región, con la incertidumbre que presenta Argentina a partir de 2015, Colombia a partir de 2020 y, además, a partir de las altas tasas de consumo generadas por Brasil.



Nota 01: 1.000 millones se corresponden con 1×10^9 (1.000.000.000 unid.). Nota 02: El gráfico fue realizado a partir de las tablas C.16 y C.17. Elaboración propia.

Figura C.15.1.- Proyecciones al 2035 de producción y consumo de gas natural seco en la región suramericana.

La Tabla D.20, presentada de manera complementaria en el Apéndice D, nos muestra las proyecciones tanto de producción y consumo de gas, en una misma tabla, en términos volumétricos, bajo las unidades de pies cúbicos y de metros cúbicos, para cada uno de los países suramericanos. Por otro lado, la Figura D.2 indica los datos anteriores, pero de una manera gráfica para cada uno de los países suramericanos.



Nota 01: 1.000 millones se corresponden con 1×10^9 unidades (1.000.000.000 unid.). Nota 02: El gráfico fue realizado a partir de los históricos dados por US-EIA (en línea, ref.: de 22 de abril de 2011) con excepción de 2010. Los datos del 2010 e históricos provienen de las tablas 3.16 y 3.17. Elaboración propia.

Figura C.15.2.- Históricos y proyecciones al 2035 de producción y consumo de gas natural seco en la región suramericana.

C.5. Carbón mineral.

C.5.1. Consumo de carbón.

El consumo de carbón mineral suramericano, dentro del contexto mundial, no representa una alta cantidad, de hecho, para el 2010 este consumo representó el 0,57% del consumo mundial. Es decir, Suramérica consumió un total de 39,86 millones de toneladas métricas, mientras que el mundo consumió 7.028 ⁽²²⁾ millones. Brasil fue el mayor consumidor regional con 24,4 millones de toneladas métricas, lo que representó un 61,2% del total suramericano y que junto al consumo chileno (6,76 millones de toneladas) y colombiano (5,51 millones de toneladas), abarcaron el 92%. Países como Bolivia, Ecuador y Guyana al no presentar valores de consumo no aparecen en la Tabla C.18, en la cual se exponen los consumos por cada país suramericano y la ponderación del consumo regional con respecto al mundial.

²² Dato calculado a partir de BP (en línea, ref.: de 23 de agosto de 2011) y transformado a toneladas métricas a partir del factor $1 \text{ Ton.métrica} = 0,5059 \text{ TEP}$. Este factor calculado a partir del promedio histórico de los últimos 5 años previos de las equivalencias entre consumo de carbón de BP (en línea, dados en TEP) y el consumo de carbón de US-IEA (en línea, ref.: de 23 de agosto de 2011, dado en Toneladas cortas y previa transformación a Toneladas métricas).

Consumo de carbón mineral: 1.000 toneladas métricas									
Región	Período (Promedio de consumo)				Variación entre 1ro y 4to Per.	Año			Incrém. 2009 a 2010
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010		
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		Consumo	Consumo	% Total	
Brasil	17.050,0	19.571,6	21.118,7	22.494,9	31,9%	23.010,0	24.390,6	61,20%	6,0%
Chile	3.062,8	5.257,1	4.448,1	6.426,9	109,8%	6.694,0	6.760,9	16,96%	1,0%
Colombia	4.926,7	4.706,6	3.362,8	4.584,0	-7,0%	6.066,6	5.507,2	13,82%	-9,2%
Perú	413,3	570,6	997,2	1.397,7	238,2%	1.483,2	1.576,6	3,96%	6,3%
Argentina	1.369,6	1.376,2	874,8	1.284,6	-6,2%	1.309,6	1.309,6	3,29%	0,0%
Venezuela	68,8	328,6	76,0	195,1	183,6%	314,6	308,6	0,77%	-1,9%
Uruguay	1,6	1,7	1,7	2,8	74,1%	2,3	2,4	0,01%	1,9%
Paraguay	0,0	0,0	0,0	0,3	*	0,3	0,3	*	1,9%
Tot.Suramér.	26.893,0	31.812,4	30.879,2	36.386,2	35,3%	38.880,7	39.856,2	100,0%	2,5%
% Tot.mundial	0.59%	0.69%	0.62%	0.56%		0.57%	0.57%		

1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. Nota 01: Los datos estadísticos en toneladas cortas (excepto el total mundial que fue tomado de BP, en línea a 23 de agosto de 2011) fueron tomados de la US-EIA (en línea, ref.: de 23 de abril de 2011) y su respectiva conversión a toneladas métricas realizado a partir del factor de conversión de 1Ton.métrica = 1,10231 toneladas cortas de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 02: Ecuador presentó en las estadísticas un solo dato puntual de consumo en 1991 con una cantidad de 0,66 tonelada métricas, según las estadísticas en mención. Elaboración propia.

Tabla C.18.- Consumo de carbón mineral en los países suramericanos.

Cabe señalar que dentro del apéndice D se presenta de manera complementaria a la Tabla D.21, la cual nos muestra los consumos de carbón mineral en términos energéticos, tanto en BTU como en TEP.

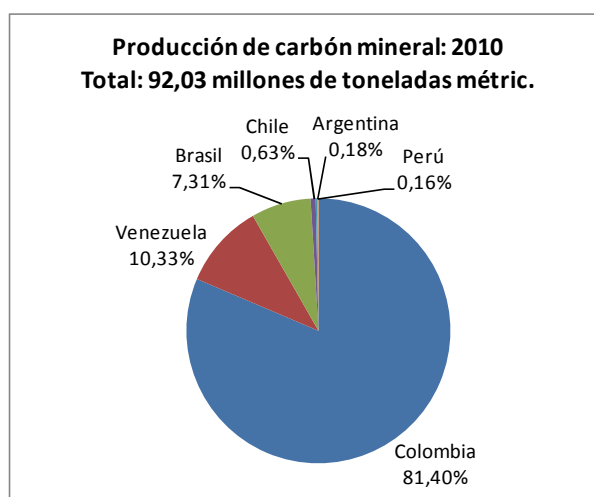
C.5.2. Producción de carbón.

La producción de carbón dentro de la región, como se aprecia en la Tabla C.19, está liderada por Colombia que, en el 2010, alcanzó los 74,91 millones de toneladas métricas, dicha cantidad representó el 81% dentro del total regional suramericano. Por su parte, la Figura C.16 nos señala también estos datos, pero bajo la ponderación porcentual de cada país dentro de la región. En cuanto al tipo de producción, Colombia es el único país que produce Antracita, mineral de mayor calidad que el carbón Bituminoso y que el Lignito (a partir de su mayor contenido de carbón); a pesar de ello, esta producción de Antracita solo cubrió el 0,13% de la producción colombiana. Mientras tanto, el segundo mayor productor fue Venezuela, el cual produjo en su totalidad carbón bituminoso y cuya producción representó el 10,3% del total suramericano, esto según datos del 2010. En conjunto, Colombia y Venezuela, albergaron alrededor del 92% del total de la producción regional que en términos general, para el 2010, la producción total suramericana produjo un total de 92,03 millones de toneladas métricas, en donde alrededor del 98% fue carbón bituminoso; cabe señalar que esta producción representó el 1,3% del total mundial.

Produce. por tipo de carbón (miles de toneladas métricas): 2010				
País/Región	Total producido	Tipo de carbón mineral		
		Antracita	Bituminoso	Lignito
Colombia	74.908,8	0,13%	99,87%	*
Venezuela	9.504,2	*	100,00%	*
Brasil	6.727,9	*	66,98%	33,02%
Chile	578,5	*	100,00%	*
Argentina	162,9	*	96,01%	*
Perú	146,4	*	104,15%	*
Tot.Suramérica	92.028,6	0,11%	97,59%	2,30%

1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. Nota 01: Los datos estadísticos fueron tomados de la US-EIA (en línea, ref. última: de 23 de agosto de 2011). Nota 02: Se señala que los datos originales se encontraron en toneladas cortas y fueron convertidos a partir del factor equivalente de 1Ton.métrica = 1,10231 toneladas cortas, de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 03: Las cantidades producidas de Antracita, Bitumen y Lignito son valores estimados en base a los históricos de 2009 y sobre BP (2011). Elaboración propia.

Tabla C.19.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos: 2010.



Nota: Realizado a partir de la Tabla C.19. Elaboración propia.

Figura C.16.- Producción de carbón mineral al 2010 en países suramericanos.

La Tabla D.22, mostrada en el Apéndice D, señala la producción de carbón mineral en toneladas métricas, bajo promedios históricos y cuyos datos encierran a los dos años de 2009 y el 2010. Adicionalmente, la tabla citada muestra la ponderación de la producción de cada país dentro de la región y, además, muestra los datos de la producción mundial. La Tabla D.23, de igual manera, nos indica los niveles de producción de carbón por cada país, pero estos datos son presentados en términos energéticos bajo unidades de BTU y de TEP.

C.5.3. Reservas recuperables de carbón.

Las reservas de carbón contenidas en Suramérica son de 12.506,0 millones de toneladas métricas, lo que representó el 1,45% de total mundial de acuerdo a los datos del 2010, de ello, Colombia y Brasil albergan el 90% de estas reservas regionales suramericanas. La Tabla C.20 señala las reservas para cada uno de los países suramericanos, adicionalmente, se muestra el índice de reservas sobre producción (R/P) para el año 2010 que, como se indicó anteriormente, este índice muestra la cantidad de años que durarán dichas reservas al mantener el mismo nivel de producción actual. Ahora bien, sobre la base de este índice se observa como Colombia tendría un horizonte definido para la explotación de este mineral en torno a los 90 años, Brasil de 678 años y Argentina de 3.068 años. Mientras que toda la región tendría un horizonte de 136 años y, el mundo, un horizonte de explotación de 118 años. Los países de Ecuador y Bolivia, más allá de tener reservas muy modestas, el nivel de explotación o producción son iguales a cero, por lo que su índice R/P queda indefinido.

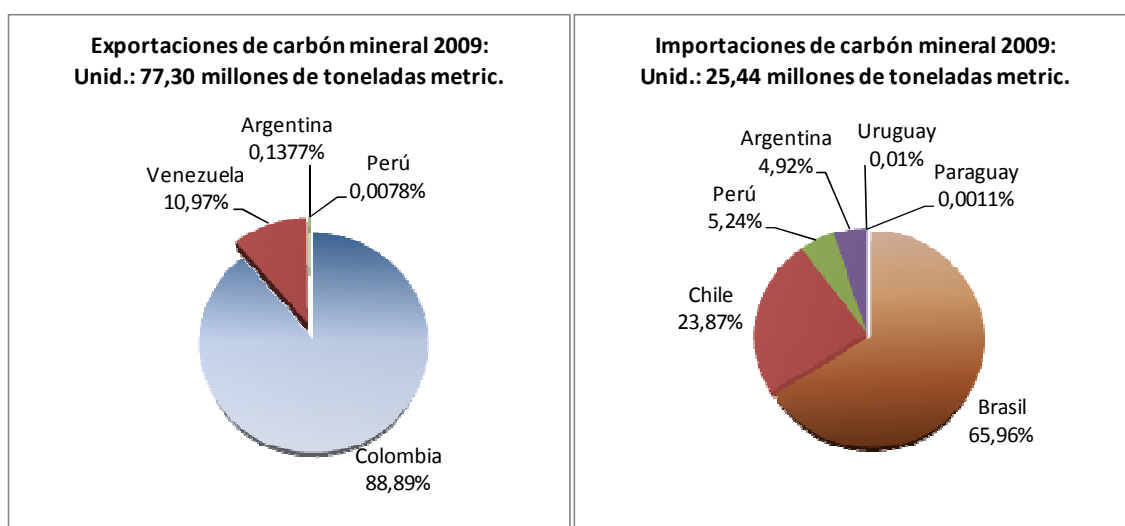
Reservas recuperables de Carbón: Millones de toneladas métricas			
País/Región	Año 2010		
	Reservas	% de Total	R/P
Colombia	+6.746,00	53,9%	90
Brasil	+4.559,00	36,5%	678
Argentina	499,67	4,0%	3.068
Venezuela	+479,00	3,8%	50
Chile	153,80	1,2%	266
Perú	43,70	0,3%	298
Ecuador	24,00	0,2%	*
Bolivia	1,00	0,0%	*
Tot.Suram.	12.506,17	100,0%	136
% Tot.Mundial	1,45%		
Mundo	+860.938,00		118

1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. Nota 01: Los datos estadísticos, con excepción de (+) fueron tomados de la US-EIA (en línea, ref.: de 24 de abril de 2011). Los datos (+) fueron tomados de BP (en línea). Se señala que los datos originales expresados por US-EIA (en línea) se encuentran en toneladas cortas y fueron convertidos a partir del factor equivalente de 1Ton.métrica = 1,10231 toneladas cortas, de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 02: Los datos de producción para la determinación de R/P fueron tomados de la Tabla D.22. Elaboración propia.

Tabla C.20.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos: 2010.

C.5.4. Exportaciones e importaciones de carbón mineral.

Las exportaciones realizadas por los países de la región albergan básicamente a cuatro países, esto son: Colombia, Venezuela, Argentina y Perú los que cubrieron un total de 77,30 millones de toneladas métricas, de acuerdo a datos del 2009, y se estima que estos valores crecieron en un 3% para el 2010. De acuerdo a los datos últimos, registrados del 2009, el mayor exportador fue Colombia el cual cubrió el 88,89% del total mencionado. Por otro lado, las importaciones que se registraron dentro de la región provinieron de los países de Brasil, Chile, Perú, Argentina, Uruguay y Paraguay, con un total de 25,44 millones de toneladas métricas. El mayor importador fue Brasil el mismo que registró el 65,96% del total regional de importación y que junto a Chile cubrieron alrededor del 90%. La Figura C.17 registra en términos porcentuales, de acuerdo a datos del 2009, las cantidades tanto exportadas como importadas de los países dentro la región.



1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. Nota: El gráfico fue realizado a partir de los datos presentados en la Tabla D.24. Elaboración propia.

Figura C.17.- Exportaciones e Importaciones de carbón mineral en los países suramericanos para el 2009.

La Tabla D.24, mostrada en el Apéndice D, presenta los promedios históricos de las exportaciones e importaciones de carbón mineral. En esta tabla se observa cómo la región ha tenido un incremento en sus exportaciones entre 1990 al 2009 del 266%, mientras que las importaciones registraron un incremento del 66%.

C.5.5. Proyecciones de producción y consumo de carbón mineral.

Se pronostica que la producción de carbón mineral, a nivel suramericano, pasará de un total 91,95 millones de toneladas métricas, en el 2010, a 188,28 millones para el 2035; es decir, su producción se incrementará al doble o, lo que es lo mismo, mantendrá una TCP del 2,9%. Para el caso colombiano, este país prácticamente doblará su nivel de producción, por lo que pasará de 75 millones de toneladas a 146 millones de toneladas (un 95% de incremento); a su vez, para el caso de Venezuela se proyecta un incremento igual al 95%, mientras tanto, para Brasil, su producción se incrementaría en 3,4 veces más con respecto al 2010. Adicionalmente, se indica que los países de Bolivia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Surinam y Uruguay no registran datos de producción al no poseer reservas o al tener niveles muy modestos. En este sentido, la Tabla C.21 presenta estas proyecciones en toneladas métricas así como las TCP entre 2010 y 2035; consecuentemente, la Tabla D.25, mostrada en el Apéndice D, presenta las proyecciones de producción suramericana de carbón mineral al año 2035, pero en unidades térmicas tanto en BTU como en TEP.

Producción de carbón mineral: Miles de toneladas métricas											
Región	Tasas de Crec.Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Colombia	2,6%	6,2%	8,9%	4,9%	74.988,1	85.673,1	97.880,6	111.827,6	127.761,8	145.966,5	2,7%
Venezuela	18,2%	14,5%	-3,8%	5,7%	9.504,2	10.858,4	12.405,6	14.173,3	16.192,9	18.500,2	2,7%
Brasil	2,8%	2,1%	-5,3%	1,0%	6.565,8	8.379,7	10.694,9	13.649,7	17.420,9	22.234,0	5,0%
Chile	-14,2%	-17,3%	-10,7%	1,2%	578,4	644,9	719,1	801,7	893,9	996,6	2,2%
Argentina	5,9%	2,4%	-33,4%	45,4%	162,5	188,4	218,4	253,2	293,6	340,3	3,0%
Perú	-10,3%	-19,5%	-0,5%	28,0%	146,3	161,5	178,4	196,9	217,4	240,0	2,0%
Tot.Suram.	3,1%	6,2%	5,5%	4,7%	91.945,3	105.906,2	122.097,0	140.902,5	162.780,4	188.277,6	2,9%

1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: Las TCP históricas fueron calculadas a partir de los datos históricos (previamente convertidas a toneladas métricas) dados por la US-EIA (en línea), ref.: de 23 de agosto de 2011. Nota 02: Los datos originales recogidos en las estadísticas se hallaban en toneladas cortas y fueron convertidos a toneladas métricas a partir del factor de conversión de 1 Ton. Métrica = 1,10231 toneladas cortas, de acuerdo a lo expresado en apéndice A. Nota 03: Los datos proyectados para la producción de carbón mineral se realizaron a partir de la Tabla D.25 (en BTU) y convertidas a datos básicos (toneladas métricas) a partir de los factores de conversión (promedio de los últimos cinco años) brindados por la US-EIA (en línea) BTU - Ton.Cortas (convertidas posteriormente a toneladas métricas). Elaboración propia.

Tabla C.21.- Proyecciones en la producción de carbón mineral en los países suramericanos: toneladas métricas.

En cuanto a las proyecciones del consumo de carbón mineral, la región suramericana pasará de un consumo de 39,9 millones de toneladas métricas, en el 2010, a 121,9 millones de toneladas en el año 2035 o, lo que es lo mismo, mantendrá una Tasa de Crecimiento Promedio Anual del 4,6%. El incremento generado principalmente provendrá desde Brasil, el mismo que se mantendrá como mayor consumidor, pues registrará un incremento del 290%, es decir, pasará de 24,4 millones de toneladas

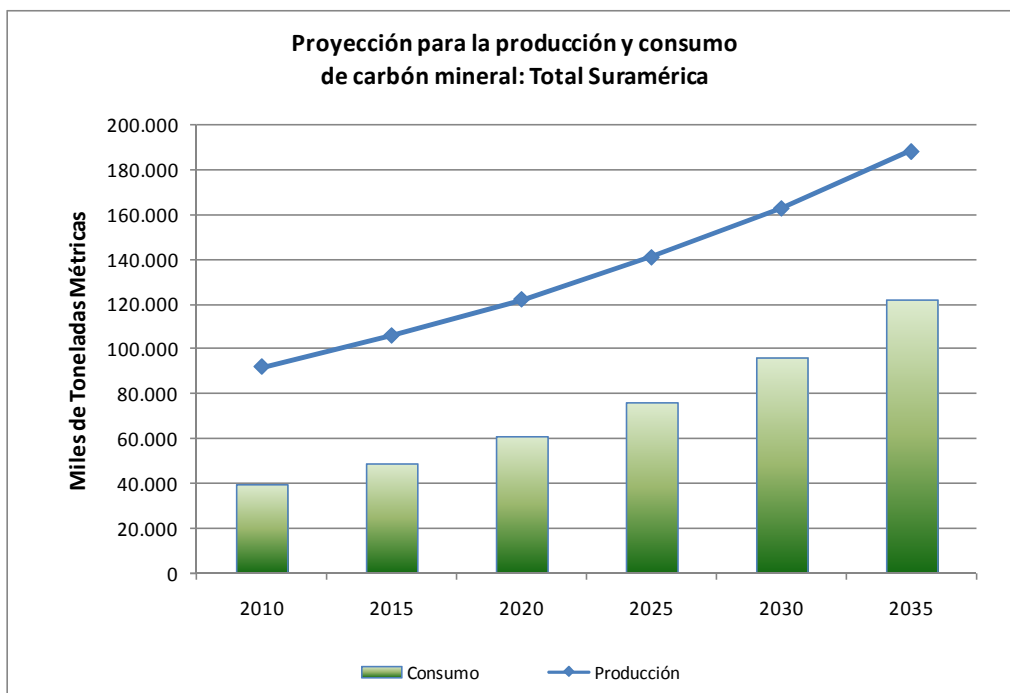
métricas a 95,2 millones. Así también, Chile pasará de 6,7 millones a 10,6 millones de toneladas métricas (56,2% de incremento). Por otro lado, Colombia pasará de 5,5 millones de toneladas a 10,2 millones (85% de incremento). Estos tres países citados representaron el 92% del consumo total de la región en el 2010 y, hacia el año 2035, representará el 95% del total regional, aunque la ponderación regional de Brasil pasará del 61% al 78%. Se indica que la Tabla C.22 muestra en mayor detalle los datos indicados y, en la cual, no aparecen los países de Bolivia, Ecuador, Guyana y Surinam al no haber registrado datos de consumo históricos o lo hayan hecho de forma muy puntual a través de pequeñas importaciones. La Tabla D.26, presentada en el Apéndice D, nos muestra las proyecciones de consumo de carbón mineral, pero expresado en BTU y TEP.

Proyección de consumo de carbón mineral: Miles de toneladas métricas											
Región	Tasas de Crec.Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,8%	2,4%	0,1%	2,6%	24.390,6	32.028,9	42.059,3	55.230,9	72.527,3	95.240,3	5,6%
Chile	-3,9%	14,9%	3,6%	3,9%	6.760,9	7.391,7	8.081,4	8.835,4	9.659,7	10.560,9	1,8%
Colombia	18,9%	-3,5%	-5,6%	5,8%	5.507,2	6.230,8	7.049,6	7.976,0	9.024,1	10.210,0	2,5%
Perú	21,1%	2,1%	5,6%	1,7%	1.576,6	1.723,7	1.884,6	2.060,4	2.252,6	2.462,8	1,8%
Argentina	16,4%	-12,5%	-4,0%	11,7%	1.309,6	1.518,1	1.759,9	2.040,2	2.365,2	2.741,9	3,0%
Venezuela	-23,6%	62,4%	-27,5%	43,2%	308,6	357,8	414,8	480,9	557,4	646,2	3,0%
Uruguay	42,4%	-14,6%	31,3%	-3,0%	2,374	2,386	2,398	2,410	2,422	2,434	0,1%
Paraguay	*	*	*	-0,3%	0,296	0,297	0,298	0,300	0,301	0,303	0,1%
Tot.Suram.	5,6%	2,7%	0,0%	3,6%	39.856,2	49.253,9	61.252,3	76.626,4	96.389,1	121.864,9	4,6%

1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: Las TCP históricas fueron calculadas a partir de los datos históricos (previamente convertidos en toneladas métricas) de la US-EIA (en línea). Los datos de 1990 a 2009 tienen una ref.: de 27 de abril de 2011 y los datos del 2010 tienen una ref.: de 23 de agosto de 2011. Nota 02: Los datos recogidos en las estadísticas se hallaban en toneladas cortas y fueron convertidos a toneladas métricas a partir del factor equivalente de 1Ton.métrica = 1,10231 toneladas cortas, esto de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 03: Las proyecciones para el consumo fueron realizadas a partir de la Tabla D.26, datos brindados en unidades térmicas (BTU) y convertidas a datos másicos (toneladas métricas) a partir de los factores de conversión que se hallaron entre las tablas equivalentes (BTU y toneladas cortas posteriormente convertidas a toneladas métricas) de consumo de carbón mineral expuestos por la US-EIA (en línea). Elaboración propia.

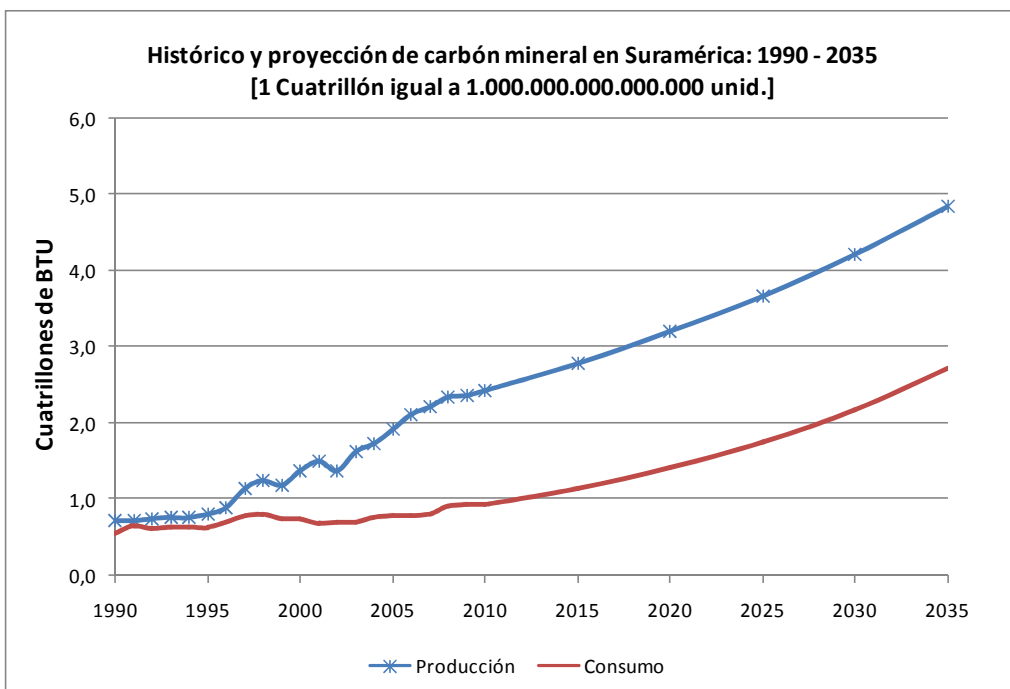
Tabla C.22.- Proyecciones en el consumo de carbón mineral en los países suramericanos: toneladas métricas.

Ahora bien, una vez obtenido los datos proyectados de consumo y producción, y de ello los confrontáramos, se podría observar que la región posee un carácter auto-abastecedor, ya que la producción se encuentra muy por encima del nivel de consumo (Ver figura C.18. y C.19). Esta situación se da específicamente por las capacidades de producción que están generando tanto Colombia como Venezuela, e incide, desde luego, el bajo consumo que mantienen ambos países sobre este mineral. Aunque el resto de países como Brasil, Chile, Perú, Argentina Uruguay y Paraguay registran déficits a nivel histórico y de acuerdo a las proyecciones seguirán manteniéndose así.



1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. Nota: El gráfico fue realizado a partir de los datos presentados en las Tablas C.21 y C.22. Elaboración propia.

Figura C.18.- Producción y consumo de carbón mineral en Suramérica: 2010 a 2035.



BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Nota: El gráfico fue realizado a partir de los datos proyectados en las Tablas D.25 y D.26. Elaboración propia.

Figura C.19.- Producción y consumo de carbón mineral de Suramérica entre 1990 a 2035.

La región suramericana, en general, tiene un relativo bajo consumo de carbón mineral, éste mismo representó el 0,57% del total mundial para el 2010 y, para el 2035, este consumo representaría un 1,3% ⁽²³⁾. La Figura D.3 (Apéndice D) muestra de manera gráfica las proyecciones de producción de carbón mineral y de consumo para cada uno de los países suramericanos.

C.6. Energía nuclear.

C.6.1. Generación y consumo.

Dentro de la región conjunta de Centro y Suramérica los únicos productores de energía nuclear, son: Argentina, país que produce este tipo de energía desde 1974 y Brasil desde 1982. Ambos países produjeron, para el 2010, un total de 21,21 mil millones de Kilovatios hora (Kwh), lo que representó el 0,81% del total mundial de energía nuclear producido. Brasil es el mayor productor suramericano, el mismo que albergó el 63% del total regional con 14,52 mil millones de Kwh, mientras que Argentina representó la diferencia, con el 37% o un total de 6,69 mil millones de Kwh. De acuerdo a las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea, ref.: de 28 de agosto de 2011), la energía producida en estos países es equivalente a la cantidad consumida por cada uno de estos, de aquí que la Tabla C.23 nos muestra tanto la energía consumida como la producida. Como información complementaria, Brasil desde 1990 a 2010 ha incrementado su generación en 7,5 veces; caso contrario, Argentina la ha mantenido, mientras tanto, el mundo lo ha incrementado en un 38%.

Generación y Autoconsumo de energía nuclear: 1.000 Millones de Kw-hr.								
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. Entre 1990 y 2010	Año		
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		Produce.	Produce.	% Total
Brazil	1,09	2,93	11,61	12,90	750%	12,96	14,52	63%
Argentina	7,32	7,06	6,45	6,92	95%	7,59	6,69	37%
Tot.Suramér.	8,41	9,99	18,06	19,82	237%	20,55	21,21	100%
%Tot.Mundial	0,42%	0,43%	0,71%	0,75%		0,80%	0,81%	
Mundo	2.025,5	2.296,4	2.529,4	2.617,1	138%	2.568,2	2.634,9	

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota: Los datos estadísticos para la determinación de los promedios históricos y los datos de 2009 fueron tomados de la US-EIA (en línea) con ref.: de 01 de mayo de 2011, mientras que los datos de 2010 tuvieron una ref.: de 28 de agosto de 2011). Elaboración propia.

Tabla C.23.- Generación y Consumo de energía nuclear suramericana.

²³ De acuerdo a US-EIA (2010a, p.152, Tabla A7), se proyecta que el consumo total de carbón a nivel mundial, para el 2035, sería de 206,3 Cuatrillones de BTU (Cuatrillón = 1×10^{15} unid.), mientras que se predice que el consumo a nivel suramericano, según la Tabla D.26 (Apéndice D), sería de 2,73 Cuatrillones de BTU.

En términos energéticos (térmicos) podremos decir que Suramérica para el 2010 produjo y consumió un total de 0,23 cuatrillones de BTU (5,75 millones de TEP), esto expresado en mayor detalle en la Tabla D.27, en el Apéndice D.

C.6.2. Proyecciones de producción y consumo de energía nuclear.

En cuanto a las proyecciones de producción y consumo de energía nuclear se prevé que la región suramericana, comprendida por Brasil y Argentina, tendrá un incremento neto entre 2010 y 2035 del 192%, por lo que pasaría de 21,21 mil millones de Kwh a 62 mil millones de Kwh o, lo que es lo mismo, la región mantendrá una TCP del 4,4%. Para el caso de Brasil, este país pasará de una generación o consumo de 14,52 mil millones de Kwh a 41,0 mil millones de Kwh, por lo que su incremento neto se encontrará en un 182%, casi el triple. Para el caso de Argentina, este país pasará de 6,69 mil millones de Kwh a 21,0 mil millones de Kwh o, lo que es lo mismo, tendrá un incremento neto de 192%, un poco más del triple. Cabe señalar que la generación de energía eléctrica (la que proviene de energía nuclear), en Suramérica, pasará de representar el 0,81% a nivel mundial, en el 2010, a 1,37%⁽²⁴⁾ para el 2035.

Proyección: Producción y Autoconsumo.- Energía Nuclear: 1.000 millones de Kw-h.											
Región	Tasa de Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecc.: Producción-Consumo					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brazil	-59,5%	12,1%	23,8%	8,0%	14,52	17,87	22,00	31,00	32,00	41,00	4,2%
Argentina	2,7%	-1,2%	5,1%	1,0%	6,69	10,00	12,00	12,25	12,50	21,00	4,7%
Tot.Suram.	-3,2%	2,7%	14,7%	5,4%	21,21	27,87	34,00	43,25	44,50	62,00	4,4%

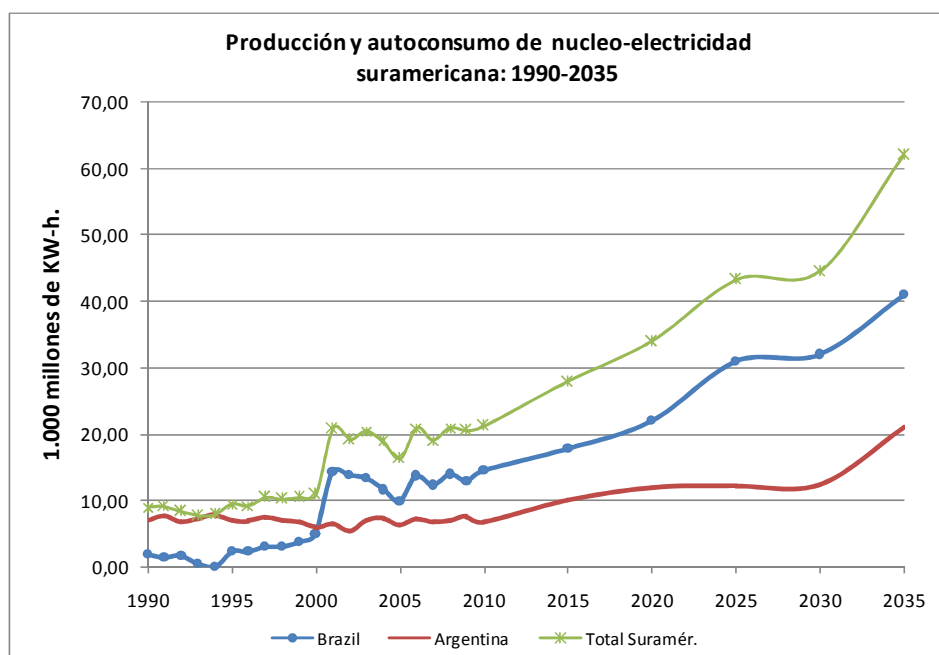
Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota: Los datos para la determinación de las TCP históricos fueron hallados a partir de los datos estadísticos, a 2009, presentados por la US-EIA (en línea), con ref.: de 01 de mayo de 2011, y los datos del 2010, de la misma fuente, pero con ref.: de 28 de agosto de 2011. Nota 02: Para el caso de los datos proyectados en Kwh, estos datos fueron obtenidos de la US-EIA (2010a, p.285, Tabla H15) y constatados a partir de la información presentada (potencia instalada y determinada posteriormente la cantidad de energía que produciría) por la World Nuclear Association (en línea-a, ref. última: 29 de agosto de 2011), en su Tabla "World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements" actualizada a 01-08-2011 para el caso de Argentina; mientras que para el caso de Brasil, estos datos fueron constatados a través de Electrobras Electronuclear (en línea, ref. última: de 28 de agosto de 2011). Nota 03: No se ha tomado en cuenta la cooperación Rusia-Venezuela para el desarrollo de nucleoelectricidad de 1.000Mw al no concretarse fechas (Venezuela. MPPEE, 2010, p.17). Elaboración propia.

Tabla C.24.- Proyecciones de generación y consumo de energía nuclear suramericana (Kwh).

En este sentido, la Figura C.20 muestra tanto los históricos como las proyecciones tanto para Brasil como para Argentina, más su total conjunto en Kwh. El incremento constante de la producción planteado para Brasil se debe a que en mayo de

²⁴ De acuerdo a las proyecciones mundiales realizadas por la US-EIA (2010a, p.285, Tabla H15), la generación de energía eléctrica-nuclear para el 2035 sería de 4.514,0 mil millones de Kw-h.

2015 entrará a funcionar el complejo nuclear Angra III con capacidad de producción de 1.405 Mw. En noviembre de 2006, el gobierno brasileño anunció planes para la construcción de cuatro plantas nucleares de 1.000 Mw, cada una a partir del año 2015 (World Nuclear Association, en línea b, ref. última: 29 de agosto de 2011). Con respecto a Argentina, el incremento de su producción se deberá principalmente a la finalización y puesta en marcha de Atucha 2, en 2013, con una capacidad de 695 Mw, el cual se adicionará a Atucha I con el aporte de 335 Mw y, por otro, el proyecto Embalse que tendrá un aporte de 600 Mw (Antunez, 2005, p.3). Se prevé a futuro que Argentina contará con el proyecto nuclear Atucha 3 capaz de generar entre 1.200 Mw y 1.500 Mw. En la Tabla D.28, presentada en el apéndice D, se indica las proyecciones de generación y autoconsumo de energía nuclear para generación eléctrica, pero dadas en unidades energéticas térmicas tanto en BTU como en TEP.



BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón: equivalente a 1×10^{15} [P]; Nota: El gráfico fue realizado a partir de los datos proyectados en la Tabla C.24, mientras que los datos históricos de 1990 a 2010 fueron tomados de la US-EIA (en línea), con ref.: de 01 de mayo de 2011 (excepto datos del 2010). Los datos del 2010 tuvieron una ref.: de 28 de agosto de 2011. Elaboración propia.

Figura C.20.- Proyecciones de generación eléctrica a partir de energía nuclear: Brasil – Argentina, 1990 a 2035 (Kwh).

C.7. Energías renovables.

C.7.1. Generación de energía hidroeléctrica.

Respecto a la generación de energía hidroeléctrica, Suramérica produjo un total de 664,20 mil millones de Kwh en el 2010, en el cual, Brasil fue el mayor productor con

el 60,4% del total regional. A este le siguió Venezuela con el 11,4% y Paraguay con el 7,9% que juntos, estos tres países, llegaron a producir aproximadamente el 80% del total regional. Mientras tanto, esta cantidad de energía hidroeléctrica regional producida representó el 19,4% del total mundial. El crecimiento regional en este tipo de generación, entre 1990 a 2010, ha sido del 90%, mientras que a nivel mundial este crecimiento se ha dado en un 60%. Sin embargo, para el caso de Surinam y Guyana esta generación ha disminuido y, específicamente, para el caso de Guyana ha pasado de 5 millones de Kwh a un valor de cero en el año 2000. La Tabla C.25 muestra los datos en generación hidroeléctrica, mientras que la Tabla D.29 (Apéndice D) presenta estos datos en términos energéticos térmicos, bajo unidades en BTU y TEP.

Generación hidroeléctrica: 1.000 Millones de Kw-h.								
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. 1990 a 2010	Año 2009 Generac.	Año 2010 Generac. % Total	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10				
Brasil	222,87	273,86	293,99	367,27	96,0%	387,08	401,00	60,4%
Venezuela	45,05	55,65	62,05	81,19	107,6%	85,84	76,01	11,4%
Paraguay	30,16	47,71	49,64	53,22	93,3%	54,79	52,54	7,9%
Colombia	27,27	32,44	34,47	40,69	46,2%	40,49	39,84	6,0%
Argentina	20,73	24,87	32,85	33,29	92,8%	34,20	34,13	5,1%
Chile	15,05	17,24	21,24	24,44	81,1%	24,61	21,47	3,2%
Perú	11,15	13,40	17,40	19,09	85,8%	19,65	19,27	2,9%
Ecuador	5,43	6,28	7,29	8,61	73,2%	9,13	8,55	1,3%
Uruguay	7,09	6,49	7,74	6,05	21,0%	5,26	8,39	1,3%
Bolivia	1,33	1,51	2,09	2,18	73,5%	2,27	2,15	0,3%
Suriname	1,38	1,29	0,74	0,86	-26,6%	+0,87	+0,86	0,1%
Guyana	0,005	0,005	0,00	0,00	*	0,00	0,00	0,0%
Tot.Suram.	387,51	480,74	529,49	636,89	89,8%	664,19	664,20	100,0%
% C&Suram.	96,8%	97,1%	97,0%	96,8%		96,8%	96,8%	
% de mundo	17,3%	19,0%	20,1%	20,5%		20,4%	19,4%	
Tot.C&Suram.	400,15	495,06	545,66	658,21	89,3%	686,27	686,45	
Tot. Mundial	2.233,18	2.526,18	2.635,51	3.114,04	59,8%	3.253,89	3.427,72	

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. (+) Datos estimados. Nota 01: Los promedios históricos fueron hallados a partir de los datos estadísticos presentados por la US-EIA (en línea) con ref.: de 01 de mayo de 2011, excepto para los datos de 2009 y 2010 de Brasil, Venezuela, Colombia, Chile, Perú, Ecuador los que tuvieron ref.: de 30 de agosto de 2011. Nota 02: Los datos de 2009 y 2010 para Argentina, Bolivia, Paraguay, Uruguay y Total Mundial se los obtuvo de otras fuentes²⁵. Elaboración propia.

Tabla C.25.- Generación de energía hidroeléctrica en suramericana.

²⁵ Entre “otras fuentes” se cita que: Total Mundial, los datos de 2009 y 2010 fueron obtenidos de BP (en línea, ref.: de 29 de agosto de 2011). Para Uruguay se accedió a las estadísticas de Uruguay, Dirección Nacional de Energía (en línea, ref.: de 29 de agosto de 2011). Los datos para Bolivia fueron hallados en la información expuesta por Bolivia, Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (en línea). Argentina, estos datos se los obtuvo del Informe Anual de 2010 de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima – CAMMESA, emitido el 21 de marzo de 2011 (CAMMESA, 2011). Paraguay, estos datos fueron hallados en el informe “Balance Energético Nacional 2010” bajo unidades de Toneladas Equivalentes de Petróleo - TEP (convertidas a Kw-h al confrontar los datos en TEP del informe y los datos históricos de la US-EIA en Kw-h), emitido el 11 de junio de 2011 (Paraguay. Viceministerio de Energía y Minas, 2011, p.19).

De acuerdo a las proyecciones realizadas, según la Tabla C.26, la región suramericana pasará de generar 664,2 mil millones de Kwh en el año 2010 a 1.523,3 mil millones de Kwh para el 2035. Por tanto, se proyecta un crecimiento de alrededor del 129% (2,3 veces) o una tasa de crecimiento promedio anual (TCP) del 3,4%. Brasil presentará un crecimiento neto entre 2010 y 2035 del 154%, por lo que se mantendrá como mayor productor de energía hidroeléctrica, pues también aumentará su participación en el total regional del 60% a un 67%. De igual forma países como Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Perú incrementará su generación hidroeléctrica.

Proyecc. Generación Hidroeléctrica.- 1.000 millones de Kw-h.												
Región	Tasa Crec.Prom. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecc.: Producción-Consumo					Período 2010-35	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	TCP	Crecim.
Brasil	4,1%	3,6%	1,3%	3,7%	401,0	483,2	582,3	701,6	845,5	1.018,8	3,8%	154,1%
Venezuela	8,5%	4,2%	2,7%	0,5%	76,0	88,5	94,4	100,7	107,4	114,6	1,7%	50,8%
Paraguay	7,3%	5,4%	-0,7%	0,7%	52,5	59,0	62,9	67,1	71,6	76,4	1,5%	45,3%
Colombia	4,1%	1,2%	5,7%	0,2%	39,8	47,3	56,2	66,7	79,3	94,1	3,5%	136,3%
Argentina	11,2%	-5,5%	1,4%	0,3%	34,1	36,9	40,0	43,3	46,9	50,7	1,6%	48,7%
Chile	9,1%	-9,0%	2,2%	-3,7%	21,5	23,9	26,7	29,8	33,2	37,0	2,2%	72,3%
Perú	5,0%	3,2%	2,0%	1,5%	19,3	29,8	43,2	68,3	75,4	83,3	6,0%	332,4%
Ecuador	7,1%	8,6%	-0,7%	4,6%	8,6	16,9	21,2	23,4	25,8	28,5	4,9%	233,4%
Uruguay	1,6%	-1,5%	-9,3%	4,9%	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	0,0%	0,0%
Bolivia	1,9%	8,7%	2,4%	1,8%	2,2	4,2	7,7	8,5	9,3	10,3	6,5%	379,7%
Suriname	5,7%	0,6%	1,8%	0,9%	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3%	38,1%
Guyana	0,0%	4,7%	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Tot.Suram.	5,4%	2,7%	1,5%	2,3%	664,2	799,2	943,9	1.118,8	1.303,9	1.523,3	3,4%	129,3%

Tabla C.26.- Proyección para la generación de energía hidroeléctrica en la región suramericana.

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: Las TCP históricas, fueron hallados a partir de los datos estadísticos entre 1990 y 2008 presentados por la US-EIA (en línea), ref.: de 01 de mayo de 2011, mientras que los datos del 2010 fueron tomados de la Tabla C.25. Nota 02: Las proyecciones en la generación de energía hidroeléctrica se realizaron a partir de varias referencias²⁶. Elaboración propia.

²⁶ Entre las referencias utilizadas para las proyecciones en generación hidroeléctrica, se citan de acuerdo al orden de la tabla: Brasil.- Según datos expuestos por Brasil. Ministerio de Minas y Energía (2010b). Venezuela.- Aunque se dice que Venezuela apuesta muy poco por la generación hidroeléctrica a partir de los estiajes sufridos en los últimos años, en el 2015 espera conectar al sistema integrado el proyecto “Central Hidroeléctrica Tocoma” (Venezuela. MPPEE, 2010, p.24 y Venezuela. MPPEE, en línea). Posteriormente a 2015 se añade la TCP de 1,3% como tasa de crecimiento regional “Other Central and South America” pronosticada por la US-EIA (2010a, p.286, Tabla H16); dentro de este campo, cabe señalar que este país tiene un potencial de 36Gw (Brasil. Ministerio de Minas y Energía, 2010b). Paraguay.- A partir de datos de 2010 se incluyó los proyectos de (i) Yaciretá el cual pasa de 12 mil millones a 20 mil millones de Kw-h con la subida a cota 83 (IIRSA, 2011, ficha de proyecto Represa Hidroeléctrica de Yacyretá. Llenado a cota 83) y (ii) Proyecto Hidroeléctrico Aña Cuá, que estaría listo para el 2016 (Thomas, 2011); por otro lado no se incluyeron los proyectos hidroeléctricos de gran envergadura debido a la indefinición e incertidumbre que presentan como Itacora Itaití (1.600 Mw) y Corpus Christi (4.608 Mw). No obstante se ha añadido posteriormente al 2016 la TCP de 1,3% de acuerdo a US-EIA. Colombia.- De acuerdo al informe “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024” que considera un potencial hidroeléctrico expandible de 79 Gw, plantea requerimientos eléctricos al 2031 y en el que alrededor del 80% será suplido por hidroelectricidad (Colombia. Ministerio de Energía y Minas. 2010a, p.29, 62, 71-79). Argentina.- Las proyecciones al 2025, según la información emitida por Ricardo De Dicco del Departamento de Estadística, Prospectiva y

El segundo puesto en el año 2035, en cuanto a generación hidroeléctrica, lo seguirá ocupando Venezuela, pero ahora con un reducido 7,5% de participación regional, esto por su inclinación hacia la generación térmica. Posteriormente, se encontrará Colombia el cual superará a Paraguay, mientras tanto, estos cuatro países (Brasil, Venezuela, Colombia y Paraguay) albergarán el 86% de la generación hidroeléctrica. Así también, se señala que la participación suramericana con respecto al mundo pasará de un 19,4%, en el 2010, a un 28% ⁽²⁷⁾ en el 2035. Además, la Tabla D.30, presentada en el Apéndice D, muestra las proyecciones de generación hidroeléctrica en BTU, así como en TEP. Se indica que las proyecciones se realizaron a partir de la Tabla C.26 y, del cual, se tomaron sus datos y fueron transformados hacia unidades de BTU los cuales, a su vez, se los dividió para una eficiencia térmica del 35% (según Tabla A3, Apéndice A), para los años comprendidos entre 1990 y 2008. A manera de información complementaria este tratamiento se lo observa también en los datos históricos de la US-EIA (en línea), esto al comparar sus tablas de generación tanto en BTU y Kwh en cada uno de los doce países suramericanos.

Planificación del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas – CLICET, cuyas predicciones se encuentran entre 2007-2025 (De Dicco, 2009), posteriormente al 2025 se mantiene la misma tasa de crecimiento del 1,6% del período citado hasta 2035. Chile.- Se utilizó los pronósticos emitidos por la Comisión Minería y Energía del Senado en “Escenarios Energéticos. Propuesta Matriz Eléctrica para Chile 2010-2030” (Chile Sustentable, 2011, p.8), posteriormente a 2030 se mantuvo la misma tasa de crecimiento de 2,2%. Perú.- Para los datos proyectados se utilizó los datos expuestos por José Koc Rueda, asesor de Viceministerio de Energía y Minas en el Taller de Expertos realizado por dicho ministerio (Koc, 2010, p.25 y 26), en dicha exposición se presenta datos al 2030, observándose entre 2010-2018 una TCP de 8,2%, entre 2019-2025 de 9,5%; para 2026-2035 se mantuvo una TCP 2% de acuerdo a US-EIA para la región “Central and South America”. Ecuador.- Tiene un potencial de expansión de 12,21 Gw (Ecuador. CONELEC, en línea, WEB/Proyectos de generación/ Catálogo de proyectos hidroeléctricos), no obstante se han incluido a partir de datos del 2010 un total de 3.249 Mw hasta el 2020 en función de las previsiones existentes; entre los proyectos incluidos están Coca-Codo Sinclair (1.500 Mw), Sopladora (400 Mw), Toachi-Pilatón, Ocaña (26 Mw), Quijos-Baeza (100 Mw), Río Luis (15,5 Mw), Buenos Aires (980 Mw), Minas-Jubones-La Unión (285 Mw), La Unión (84 Mw), Soldados-Yanuncay (27,8 Mw), Jondach (30,6 Mw), Llanganates (27,7 Mw), Mazar-Dudas (22,3 Mw) (Hoy.com.ec, 2009), obras proyectadas hasta el 2020 con un margen de retraso. No obstante Ecuador entre 2011 y 2015 incrementaría su generación con una TCP de 14,6%; entre 2015 y 2020 a una TCP de 4,6% y para los años posteriores a 2020 se mantuvo la TCP regional de 2% de acuerdo a US-EIA. Como observación es importante señalar que Ecuador debería incrementar desde 2011 a 2035 su generación hidroeléctrica a una TCP de 7,8% para sostener su consumo a este horizonte con un 75% (según su deseo) de fuente hidroeléctrica. Uruguay.- No se espera un desarrollo importante de proyectos hidroeléctricos, existiendo la posibilidad de incrementar hasta un 10% la generación hidroeléctrica pero asociado al aumento del sobre equipamiento de las centrales existentes según Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE (Uruguay. UTE, 2011, en Evento Informativo Peralta). Bolivia.- Sobre el informe “Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011- 2021” (Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga, 2010, p.124). Surinam.- Posee un potencial de 500Mw en microcentrales y ha mantenido una TCP en los últimos 6 años de 1,3% por lo que se la usa para las proyecciones, coincidiendo además con la TCP pronosticada por la US-EIA en la región de “Other Central and South America”. Guyana.- No explota este recurso.

²⁷ De acuerdo al US-EIA (2010a, p.286, Tabla H16), el mundo en el 2035 tendría un total en generación hidroeléctrica de 5.418 mil millones de Kw-h.

C.7.2. Producción de energía eólica.

La producción de energía eólica dentro de la región suramericana, de acuerdo a lo visto en la Tabla C.27, representó para el 2010 alrededor del 90% del total producido en la región conjunta de “Centro & Suramérica” y representó también el 0,7% con respecto al total mundial. En Suramérica, de acuerdo a datos del 2010 el mayor productor fue Brasil con un 81,5% del total suramericano. Le siguieron Chile con el 10,43%, Colombia con el 3,61% y juntos, estos tres países, cubrieron el 95% del total producido. Si comparásemos estos datos con los del 2008 vemos como Chile y Uruguay han incrementado su nivel de generación pasando de un cuarto y último puesto a un segundo y cuarto puesto, respectivamente, por lo que desplazaron tanto a Colombia y Argentina de este segundo y tercer puesto. Esta motivación de Chile y Uruguay proviene de su interés en la diversificación de su matriz energética; en todo caso, Uruguay quiso deslindarse de su dependencia futura de energías fósiles, puesto que su crecimiento en fuentes hidroenergéticas está limitada; es así que, el plan estratégico del Ministerio de Industria y Energía prevé la incorporación de 300 Mw de energía eólica para el año 2015 (REVE, 2009, 25 de agosto). Por otro lado, Chile, bajo una política también de diversificación de su matriz, espera que el 15% de su consumo energético provenga de este tipo de fuente hacia el 2012-2013 (Garma, 2009, 13 de octubre).

En cuanto a Brasil, este país ha tenido los mayores crecimientos dentro de este campo, por lo que observan que a través de esta fuente se cubrirá una importante parte de su consumo. En este país se estima un potencial de 143.000 Mw y podría encontrarse en 300.000 Mw a partir de la utilización de generadores más eficientes, sin embargo, esta energía en la actualidad solo representa el 0,4% del parque generador (Brasil.gov.br, 2011a y 2011b).

En la Tabla C.27 se puede ver como el total suramericano, para el período 1995-1999, representaba el 0,2% del total mundial, mientras que para el 2010 este valor se incrementa al 0,7%. Además, se señala que Suramérica ha incrementado su generación eólica en diez veces desde el año 2005, mientras que el mundo lo ha hecho en 3,5 veces. Dentro del Apéndice D se muestra, a manera complementaria, la Tabla D.31 donde se indica la generación eólica en Unidades Térmicas Británicas (BTU), así como en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP).

Generación energía eólica: 1.000 millones de Kw-h								
Región	Promedio por período				Variac. Entre 2005 y 2010	Año 2009 Generac.	Año 2010 Generac. % Total	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Generac.	% Total
Brasil	0,000	0,003	0,042	0,767	2005,8%	1,374	+1,853	81,52%
Chile	0,000	0,000	0,006	0,060	3490,9%	0,067	0,237	10,43%
Colombia	0,000	0,000	0,010	0,060	74,5%	0,070	0,082	3,61%
Uruguay	0,000	0,000	0,000	0,016	*	0,032	0,058	2,55%
Argentina	0,000	0,018	0,058	0,052	-46,2%	0,037	0,038	1,69%
Ecuador	0,000	0,000	0,000	0,007	*	0,032	0,003	0,15%
Perú	0,000	0,001	0,001	0,001	20,0%	0,001	0,001	0,05%
Tot.Suram.	0,000	0,021	0,116	0,962	962,7%	1,613	2,273	100%
% C&Suram.	*	28,4%	32,7%	70,2%		87,0%	89,5%	
% Mundo	*	0,2%	0,2%	0,4%		0,6%	0,7%	
Tot.C.&S. Amér.	0,000	0,076	0,336	1,224	458,3%	+1,85	+2,54	
Tot.Mundial	4,876	12,771	51,859	202,902	244,2%	+275,09	+342,86	

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. (+) Estimación a partir de la tasa de incremento observado en capacidad eólica (Mw) vistas en BP (en línea, ref.: de 05 de septiembre de 2011). Nota 01: Los promedios históricos fueron hallados a partir de los datos estadísticos 1990-2008 presentados por la US-EIA (en línea, ref.: de 05 de mayo de 2011). Nota 02: Los datos de 2009 y 2010 se obtuvieron de múltiples fuentes²⁸. Elaboración propia.

Tabla C.27.- Generación de energía eólica en la región suramericana.

En cuanto a las proyecciones de generación de este tipo de energías renovables en la Tabla C.28 se exponen los datos y, en él, se prevé que la región suramericana tendrá un crecimiento importante, esto reflejado en una TCP del 8,5% o, lo que sería, un crecimiento de 6,7 veces entre 2010 y 2035. Es decir, la región pasará de producir 2,27 mil millones de Kwh, en el 2010, a 17,4 mil millones de Kwh para el 2035. Para este año definido, Brasil producirá el 36% del total suramericano e incrementará su generación en 2,4 veces. Cabe resaltar que tanto Chile, Uruguay y Argentina, se hallarán incentivando fuertemente a las renovables para reducir la participación térmica dentro de su matriz de generación eléctrica; ahora bien, como información

²⁸ Dentro de estas múltiples fuentes se citan para cada país las siguientes: Brasil.- El dato de 2010 fue estimado a partir de BP (en línea, ref.: de 04 de septiembre de 2001) y el dato de 2009 a partir de la información brindada en Brasil. Ministerio de Energía y Minas (2010a y 2010b). Chile.- Del Instituto Nacional de Estadísticas de Chile. Generación y Distribución Eléctrica. Indicadores Estadísticos Julio 2011 (Chile. Instituto Nacional de Estadísticas, en línea, ref.: de 05 de septiembre de 2011, WEB/Estadísticas Económicas/Electricidad, Gas y Agua/Generación y Distribución Eléctrica/Indicadores Estadísticos Julio 2011/Generación de Energía Eléctrica por tipo y Aporte). Colombia.- Dato del 2010 realizado a partir de estimación entre cantidad total de generación, encontrado en Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (Colombia. UPME, en línea, WEB/zona de información/ Principales indicadores/ Generación Real. Ref.: 31-07-2011) y la información en Analítica (2010, 6 de mayo). Uruguay.- Cuyos datos fueron encontrados en Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE (Uruguay. UTE, 2010, WEB/Institucional/UTE en cifras). Argentina.- De Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima – CAMMESA (en línea, ref.: de 04 de septiembre de 2011). Ecuador.- cuya fuente provino del Boletín de Estadísticas de 2010 del Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC (Ecuador. CONELEC, en línea, ref.: de 03 de septiembre de 2011, WEB/Estadísticas/Boletines/Año 2010). Perú.- proveniente del Anuario de Estadístico de Electricidad 2009 (Perú. Ministerio de Energía y Mina, 2009) y Revista en cifras (Perú. Ministerio de Energía y Mina. 2010a).

complementaría se estima que la participación suramericana con respecto al panorama mundial, en generación eólica, pasará del 0,7%, en el 2010, a 1,28%⁽²⁹⁾ en el 2035.

Proyección Generación Eólica.- 1.000 millones de Kw-h.												
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyección generación eólica					2010-2035	
	1990-95	1996-99	2000-04	2005-08		2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	*	0,0%	176,0%	83,9%	1,853	2,365	3,018	3,852	4,917	6,275	5,0%	2,4
Chile	*	*	*	104,7%	0,237	0,348	0,512	0,752	1,105	1,623	8,0%	5,8
Colombia	*	*	*	11,8%	0,082	0,093	0,105	0,119	0,134	0,152	2,5%	0,9
Uruguay	*	*	*	*	0,058	0,202	0,361	0,550	0,838	1,278	13,2%	21,0
Argentina	*	48,9%	20,0%	-11,7%	0,038	0,878	1,675	2,462	3,617	5,314	21,8%	137,5
Ecuador	*	*	*	*	0,0035	0,056	0,109	0,135	0,162	0,189	17,3%	53,2
Perú	*	*	0,0%	3,7%	0,001	0,550	0,748	1,187	1,745	2,564	35,9%	2.135,3
Tot.Suram.	*	44,2%	51,3%	60,4%	2,273	4,492	6,528	9,057	12,517	17,394	8,5%	6,7

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: Las TCP históricas por período fueron determinadas a partir de los datos estadísticos de 1990 a 2008 presentados por la US-EIA (en línea), ref.: de 05 de mayo de 2011 junto a los datos de 2009 y 2010 presentadas en la Tabla C.27. Nota 02: Las proyecciones en la generación de energía eólica se realizaron a partir de varias referencias³⁰. Elaboración propia.

Tabla C.28.- Proyección en la generación de energía eólica en la región suramericana.

La Tabla D.32, presentada en el Apéndice D, muestra las proyecciones de generación de energía eólica, pero dada en unidades térmicas británicas (BTU) y en Unidades Equivalentes de Petróleo (TEP). Como metodología de cálculo se indica que para este tipo de fuentes pequeñas la cantidad producida es asumida como cantidad consumida.

²⁹ De acuerdo a las estimaciones mundiales realizadas por la US-EIA (2010a, p.287, Tabla H17), el mundo hacia el 2035 tendría una generación eólica de 1.355,0 mil millones Kw-h.

³⁰ Para el caso de Brasil se tomaron los datos proyectados por la US-EIA (2010a, p.287, Tabla H17). Chile.- El potencial bruto eólico chileno es de 40 Gw (Jara, 2010), mientras que las proyecciones hacia el 2030 fueron tomadas de Chile Sustentable (2011); entre el 2030 al 2035 se mantuvo una TCP del 8% aproximada a las TCP expuestas en la US-EIA para la región "Other Central and South America". Colombia.- De acuerdo al informe "Proyección de demanda de energía en Colombia" (Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2010b, p.75, revisión de Octubre). Del 2030 al 2035 se mantiene la misma tasa de crecimiento anual (2,5%). Uruguay.- Al 2015 se toma el dato referencial expuesto en el informe "Global Wind Energy Outlook 2010" (Global Wind Energy Council y Greenpeace International, 2010, p.33), a partir de 2015 se mantiene una tasa reducida de 8,0% aproximada a las TCP expuestas en la US-EIA para la región "Other Central and South America". Argentina.- Posee un potencial de 10 Gw (Davidson, 2009); las proyecciones fueron determinadas a partir de proyectos dados en licitación (Arca Universal, 201, 23 de mayo y Energía Argentina, en línea) y que se ha extendido su conclusión para 2020. A partir de este año se reduce a una TCP de 8% aproximada a las TCP expuestas en la US-EIA para la región "Other Central and South America". Ecuador.- Las proyecciones al 2020 se las define en base a declaraciones de directivos, de proyectos a concluir y bajo una matriz energética proyectada el cual espera proveer de energía eléctrica con un 0,57% de eólica (Latinhuh.com.au, 2011). Hacia el 2035 se ha mantenido esta relación en la matriz. Perú.- Aunque la intención peruana es intensificar la generación hidráulica se prevé un fuerte crecimiento eólico en base a una serie de proyectos planificados (5,54 Gw) (Perú. Ministerio de Energía y Minas. 2008, p.97), a partir de esto se realiza las estimaciones al 2020 sobre proyectos licitados (Gestión, 2011, 03 de agosto y Andina. Agencia Peruana de Noticias, 2011, 12 de febrero). Luego del 2020 se expuso una tasa reducida de 8% aproximada a las TCP expuestas en la US-EIA (2010a, p.287, Tabla H17) para la región "Other Central and South America".

C.7.3. Producción de energía geotérmica.

Para el caso de Suramérica, en el año 2010, no se presenta información acerca de este tipo de generación, pues en la actualidad ninguno de los doce países posee capacidades instaladas de este recurso. Por otro lado, a nivel latinoamericano, los países que si poseen y generan energía geotérmica son Costa Rica, El Salvador y Nicaragua. En cuanto a las proyecciones suramericanas, países como Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú han expresado su deseo de querer contar con este recurso, sin embargo, en la Tabla C.29 solo se presentan las proyecciones de Argentina, Chile y Bolivia, puesto que son países que si han encaminado acciones hacia dicho recurso bajo iniciativas reales.

Proyección de generación geotérmica.- 1.000 millones de Kw-h						
País	Proyección generación geotérmica					TCP 2015-35
	2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	0,0%
Bolivia	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,0%
Chile	3,50	6,97	10,39	13,81	19,28	8,9%
Tot.Suram.	5,26	8,72	12,14	15,56	21,03	7,2%

Proyección de generación geotérmica.- Cuatrillones de BTU						
País	Proyección generación geotérmica					TCP 2015-35
	2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	0,0221	0,0221	0,0221	0,0221	0,0221	0,0%
Bolivia	0,0147	0,0147	0,0147	0,0147	0,0147	0,0%
Chile	0,0736	0,1466	0,2184	0,2902	0,4051	8,9%
Tot.Suram.	0,1105	0,1834	0,2552	0,3270	0,4420	7,2%

Proyección de generación geotérmica.- Millones de TEP						
País	Proyección generación geotérmica					TCP 2015-35
	2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina	0,5550	0,5550	0,5550	0,5550	0,5550	0,0%
Bolivia	0,3700	0,3700	0,3700	0,3700	0,3700	0,0%
Chile	1,8499	3,6812	5,4849	7,2885	10,1769	8,9%
Tot.Suram.	2,7748	4,6062	6,4098	8,2134	11,1018	7,2%

BTU: British Thermal Unit; Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión de 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 02: Las proyecciones fueron obtenidos de varias fuentes³¹. Elaboración propia.

Tabla C.29.- Proyección para la generación de energía geotérmica en países suramericanos.

³¹ Entre las varias fuentes se cita: Chile.- Para datos del 2014 y 2018: Electricidad Interamericana (2010). Para la proyección al 2030: se utiliza el dato expuesto en Chile Sustentable que define contaría con 1.970 Mw (calculada la cantidad de energía con factor de planta de 80%, según experiencia centroamericana observada en US-EIA, en línea). Posteriormente se mantiene entre 2030 a 2035 la TCP observada (calculada) entre 2018 a 2030. Chile cuenta con un potencial de 3.350 Mw (ENAP, 2004).

Cabe señalar que el desarrollo de este tipo de iniciativa geotérmica, para la diversificación energética, realmente dependerá de los recursos y actividades que empleen los gobiernos para desarrollarla, aunque se debe tomar en cuenta que existen otros recursos, como el hidroeléctrico o el gas, con costos de generación eléctrica mucho más baratas. Referente al sector de generación geotérmica, se menciona que para el caso de Argentina su situación al día de hoy padece cierta incertidumbre, puesto que al 09 de septiembre del 2010, no se adjudicó contrato alguno en su licitación pública (Argentina. Energía Argentina, en línea) y, a mayo de 2011, se encuentra aun en conversaciones para la construcción del proyecto de generación de 150Mw bajo el margen del Volcán Tuzgle (Energías Renovables, 2011, 02 de mayo). En Bolivia se habla del proyecto de 100 Mw en Laguna Colorada con financiamiento del gobierno del Japón (Energías Renovables, 2011, 27 de febrero e Hidroenergia.net, 2011, 28 de julio), el mismo que estaría operativo para el año 2015. En cuanto a Chile, se han emprendido lineamientos estratégicos para la diversificación de su matriz en el cual se prevé desarrollar la geotermia como recurso importante dentro del suministro eléctrico. Con respecto a Ecuador-Colombia se ha planteado el “Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro” con capacidad de 15Mw, pero que fue planteado desde 1993 (Colombia. Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, 2011).

C.7.4. Producción de energía solar.

Las cantidades producidas a partir de este tipo de energías, en Suramérica, son prácticamente nulas con excepción de Argentina que presenta datos a partir de 2004, aunque de igual forma estos valores resultan pequeños. Para el 2004, Argentina registró una producción de 70 mil Kwh⁽³²⁾ y para el 2009 un total de 140 mil Kwh, mientras que en el informe de 2010 estos datos no se registraron (CAMMESA, 2011).

En cuanto a las proyecciones, Chile avizora contar en el año 2030 con 540 Mw de energía fotovoltaica para generación eléctrica y 1.030 Mw de energía solar de concentración (para calentamiento) (Chile Sustentable, 2011), no obstante, los precios por Mw instalado son altos, de hasta 3,5 millones de dólares (Ecosistemas, 2011), mientras que la eólica tiene costos mucho más bajos, de hasta 2 millones de dólares

³² Dentro de las Tablas donde se expone generación eléctrica, se maneja la información en miles de millones de Kw-h, por lo que estos valores serían expresados como 0,000070 mil millones de Kw-h y 0,000140 mil millones de Kw-h para 2004 y 2009 respectivamente.

(Electricidad Interamericana, 2008). Al día de hoy no se visualiza un fuerte desarrollo de este tipo de energías frente a otras más baratas, no cabe duda que a medida que pase el tiempo y los combustibles fósiles se encarezcan este tipo de alternativas se harán más atractivas. En países como Argentina se ha estimado que los costos por Mw instalado de energía fotovoltaica se encuentra entre 7 y 10 millones de dólares, mientras que la eólica está entre 1,8 y 2,2 millones de dólares (Barreiro, 2009, p.24).

C.7.5. Producción de energía a través de fuentes mareomotriz, biomasa y residuos.

Aunque esta sección menciona a la energía mareomotriz, se indica que los valores para este tipo de energía a la fecha registran valores de cero a nivel suramericano, así mismo, tampoco proyectan su desarrollo a futuro. Esto se debe a que los métodos de generación, a nivel mundial, aún no se encuentran muy desarrollados y realmente existen pocos puntos en el mundo para aprovecharlos plenamente, por tanto, las proyecciones suramericanas son nulas para este campo. Pero al hablar de energía a partir de biomasa y residuos, el panorama es totalmente diferente, en Suramérica este tipo de recursos se ha incrementado en un 671% entre los años 1990 a 2010. Ver Tabla C.30.

Generación.- Energía biomasa y residuos: 1.000 millones de Kw-h								
Región	Período (Promedio de producción)				Variación Entre 1990- 2010	Año 2009 Generac.	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Generac.	% Total
Brasil	4,273	6,627	9,757	18,774	650,3%	21,354	26,738	78,0%
Chile	0,554	0,967	1,569	2,469	919,9%	2,968	3,294	9,6%
Argentina	0,102	0,366	0,842	1,487	1634,1%	1,643	1,769	5,2%
Uruguay	0,052	0,032	0,032	0,479	1946,2%	0,856	1,023	3,0%
Colombia	0,258	0,486	0,515	0,560	158,5%	0,577	0,584	1,7%
Perú	0,121	0,134	0,168	0,418	256,4%	0,449	0,460	1,3%
Ecuador	0,000	0,000	0,000	0,190	*	0,220	0,239	0,7%
Bolivia	0,062	0,065	0,080	0,165	400,0%	0,161	0,170	0,5%
Paraguay	0,020	0,035	0,000	0,000	-100,0%	0,000	0,000	0,0%
Tot.Suram.	5,44	8,71	12,96	24,54	670,9%	28,227	34,277	100,0%
% C&Suram.	77,5%	84,9%	86,7%	90,0%		90,7%	91,7%	
% de mundo	5,3%	6,4%	7,1%	9,7%		10,4%	12,2%	
Tot.C&S.Amér.	6,99	10,26	14,91	27,21	506,5%	31,13	37,37	
Tot.Mundial	101,82	136,58	180,39	250,51	229,2%	271,09	281,94	

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota: Los promedios históricos fueron hallados a partir de los datos estadísticos 1990-2008 presentados por la US-EIA (en línea, ref.: de 05 de mayo de 2011, mientras que los datos de 2009 y 2010 (excepto Bolivia y Paraguay) fueron estimados a partir de los datos estadísticos presentados por BP (en línea, ref.: de 12 de septiembre de 2011). Los datos de Bolivia fueron estimados en base a la potencia total instalada de su único proyecto vigente en Biomasa "Guabirá" (Hidrocarburos Bolivia, 2011, 18 de agosto); mientras que Paraguay no presenta en sus estadísticas información al respecto. Elaboración propia.

Tabla C.30.- Generación de energía a partir de biomasa y residuos en países suramericanos.

De acuerdo a los datos del año 2010 se generaron 34,28 mil millones de Kwh, en el que Brasil fue el mayor generador con el 78% en la participación regional, a su vez, le siguió Chile con un 9,6%, Argentina con un 5,2% y juntos, estos tres países, representaron el 93% de la generación total regional. Cabe señalar que respecto a la región conjunta de “Centro & Suramérica” (incluye siempre Caribe) los países suramericanos representaron el 91,7% de la generación, mientras que respecto al total mundial, éste representó el 12,2%, por lo que se convierte en una región importante dentro de este tipo de desarrollo. La Tabla D.33, mostrada en el Apéndice D, presenta la producción de energía a partir de biomasa y residuos, pero en unidades térmicas tanto en BTU como en TEP. Por otro lado, la Tabla C.31 muestra las proyecciones de este tipo de recursos al 2035.

Proyecciones Energía: Biomasa y residuos.- 1.000 millones de Kw-h.											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyección generación biomasa y residuos					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	9,5%	10,5%	14,4%	13,6%	26,74	30,70	35,24	40,46	46,45	53,33	2,8%
Chile	22,4%	4,6%	19,6%	14,1%	3,29	3,78	4,34	4,98	5,72	6,57	2,8%
Argentina	2,8%	46,6%	15,3%	7,4%	1,77	2,13	2,57	3,09	3,73	4,49	3,8%
Uruguay	1,0%	1,4%	4,2%	97,3%	1,02	1,68	2,14	2,17	2,37	2,55	3,7%
Colombia	7,1%	6,1%	-1,5%	2,1%	0,58	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,6%
Perú	-2,2%	-1,6%	0,3%	6,0%	0,46	0,53	0,61	0,70	0,80	0,92	2,8%
Ecuador	*	*	*	44,5%	0,24	0,25	0,25	0,26	0,27	0,28	0,6%
Bolivia	16,7%	-2,7%	12,5%	0,9%	0,17	0,56	0,80	0,80	0,80	0,80	6,4%
Paraguay	-4,2%	9,1%	*	*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot.Suram.	10,0%	10,2%	14,1%	13,5%	34,28	40,23	46,57	53,10	60,79	69,61	2,9%

Tabla C.31.- Proyección en la generación de energía a partir de biomasa y residuos.

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: Las TCP históricas, fueron determinadas a partir de los datos estadísticos 1990-2008 presentados por la US-EIA (en línea), ref.: de 05 de mayo de 2011 mientras que los datos de 2009 y 2010 se los obtuvo de la Tabla C.30 de este trabajo. Nota 02: Los datos proyectados para la generación de energías a través de “biomasa & residuos” fueron estimadas a partir de varias fuentes³³. Elaboración propia.

³³ Entre estas varias Fuentes se cita: Brasil.- Cuyos datos estimados al 2030 se obtuvieron de lo expresado en el II Seminario De Integración Energética Perú-Brasil (Brasil. Ministerio de Minas y Energía, 2010a y 2010b), posteriormente al 2030 se planteó la misma tasa de crecimiento anual de 2,8% desarrollada entre 2010 a 2030. Chile.- Las proyecciones al 2030 fueron determinadas a partir de Chile Sustentables (2011), posteriormente se mantuvo la misma TCP desarrollada entre 2010 y 2030. Argentina.- Las proyecciones al 2025 fueron estimadas según la tasa de crecimiento de “Renovables” emitida por Ricardo De Dicco del Departamento de Estadística, Prospectiva y Planificación del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas – CLICET, en la Tabla “Evolución de la nueva potencia a instalar 2025” (De Dicco, 2009, p.27), posterior al 2025 se mantuvo la misma TCP mantenida de 3,8%. Uruguay.- Las proyecciones se realizaron a los datos expuestos dentro del Evento Informativo sobre emprendimientos eólicos, realizado en la localidad de Cuchilla de Peralta el 13-04-2011 (Uruguay. UTE, 2011), a partir de 2030 se mantuvo la misma TCP (1,5%) observada entre 2020 y 2030. Colombia.- Los datos al 2030 fueron estimados en base a la tasa de crecimiento en la Tabla respectiva “Proyección sectorial de demanda de Biomasa en Colombia” expuesto en el documento “Proyección de Demanda de Energía en Colombia” (Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2010b). A partir de 2030 se mantiene la misma TCP (0,6%) observada entre 2010 y 2030. Perú.- Los datos proyectados fueron estimados a partir de los

A partir del análisis que se le confiere a dicha Tabla C.31, se observa como Brasil para el 2035 mantendrá el puesto de mayor productor con alrededor del 77% en la participación total suramericana. Para los casos de Paraguay, Guyana, Surinam y Venezuela, no registran valores para este tipo de energía ni tampoco se proyecta un desarrollo a futuro, de ello, estos países no entran en el análisis. En lo que respecta al total suramericano de generación por biomasa y residuos, bajo un entorno mundial, pasará de representar el 12,2%, en el año 2010, a un 17,9% ⁽³⁴⁾ en el 2035. La Tabla D.34 (Apéndice D) nos indica las proyecciones de generación de energías a partir de biomasa y residuos bajo unidades de BTU y TEP.

C.7.6. Producción y consumo total de energías renovables.

El total de las energías renovables, para este estudio suramericano, comprende exclusivamente a las energías: hidroeléctrica, eólica, geotérmica y por biomasa & residuos. Por tanto, se descarta dentro de las proyecciones a la energía solar al no presentar datos importantes de generación a la fecha; así también, el crecimiento a futuro de esta fuente presentaría datos modestos dado los altos costos por Mw-instalado frente a otras fuentes mucho más baratas. En cuanto a energía mareomotriz, de igual manera, es descartada al encontrarse su tecnología mundial en un estado primario. Estas dos fuentes por tanto quedan excluidas al día de hoy de estas proyecciones futuras, no obstante, a medida que aumenten los costos de generación a partir de energías fósiles, la energía solar cobraría mayor impulso en la región. En cuanto a las tecnologías en energía mareomotriz, a medida que se desarrollen según las necesidades de abastecimiento energético, este tipo de fuente podría ocupar un lugar importante dentro de la matriz energética en los países costeros, cercanos a la línea ecuatorial o al Sur, en las regiones del pacífico de Chile.

En cuanto a la proyección en la “**producción de energías renovables**” se presenta la Tabla C.32.1, la misma que fue construida a partir de las Tablas C.29, D.30,

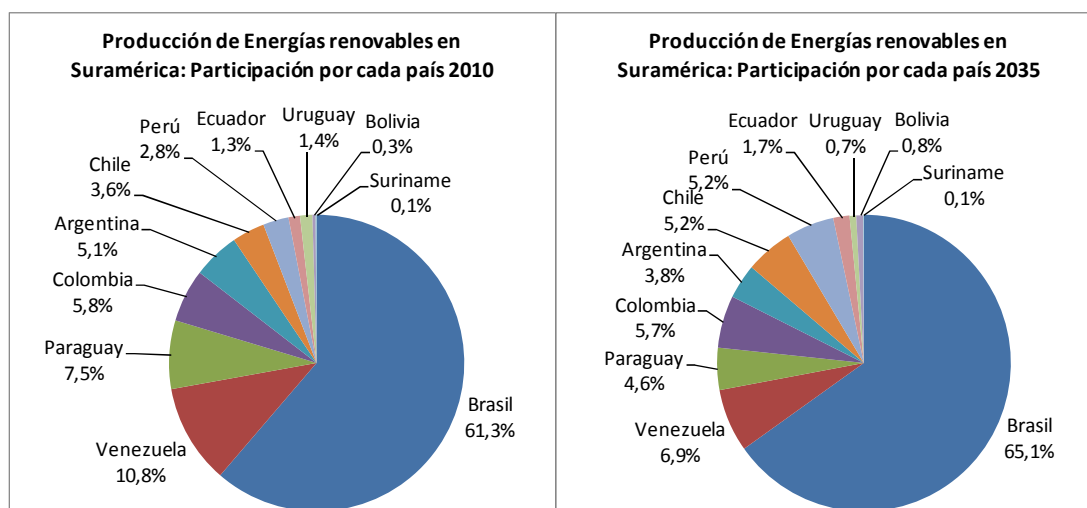
datos expuestos por José Koc Rueda, asesor de Viceministerio de Energía y Minas en el Taller de Expertos realizado por dicho ministerio (Koc, 2010, p.13 y 14); a partir de 2030 se mantiene la misma TCP (2,8%) observada. Ecuador.- Las proyecciones se mantuvieron al 2035 bajo la misma distribución porcentual de la matriz definida al 2020 (Latinhuh.com.au, 2011). Bolivia.- Definido bajo los proyectos propuestos y planteados hacia el 2020, los cuales se mantuvieron hasta el 2035 sin proyectos adicionales (Hidrocarburos Bolivia, 2011, 18 de agosto).

³⁴ De acuerdo a la US-EIA (2010a, p.290, Tabla H20), el mundo generaría hacia el 2035 un total de 874 mil millones de Kw-h de energía conjunta comprendiendo biomasa, residuos y energía mareomotriz.

D.32 y D.34 (dadas en BTU y TEP). Estas proyecciones indican que Suramérica pasaría de generar 6,84 Cuatrillones de BTU (171,7 millones de TEP), en el 2010, a generar 16,2 Cuatrillones de BTU (405,7 Millones de TEP) en el 2035, es decir, tendría una Tasa de Crecimiento Promedio anual de 3,5% o una tasa de crecimiento neto de 2,4 veces (un incremento de 136,3%).

El mayor productor de estas energías renovables, tanto en el 2010 como en el 2035, es y será Brasil con una participación del 61,3% y del 65,1% para cada período respectivamente. En segundo lugar, y de igual manera, se encontrará Venezuela con una participación del 10,84% y 7%. La Figura C.21.1 nos indica la ponderación de cada país dentro del total en la generación de energías renovables, mientras que la Figura C.21.2 nos señala la ponderación por tipo de fuente en cada uno de los países a nivel regional.

A partir de estos gráficos se puede observar que países como Colombia, Chile, Perú, Ecuador y Bolivia, a futuro, reforzarán su condición como productores de energías. Como puntualización, se conoce que el incremento en las energías renovables se encontrará respaldado a través de la generación hidroeléctrica, en los casos principales de Colombia, Perú y Ecuador, por otro lado, en los casos de Chile y Bolivia este incremento se daría a través de la energía eólica y geotérmica.



Nota 01: El gráfico fue realizado a partir de los datos mostrados en la Tabla C.32.1. Nota 02: Las energías renovables involucran a la energía hidroeléctrica, eólica, geotérmica (sólo para el 2035) y “biomasa & residuos”. Elaboración propia.

Figura C.21.1.- Participación de países en la región suramericana en la producción de energías renovables: 2010-2035.

Dentro de la Figura C.21.2 se muestra, para el 2010, como la participación de la energía hidroeléctrica es superior al 90% en la mayoría de los casos, con excepción de Chile y Uruguay. Para estos dos países citados la participación eólica juega un papel importante, aunque no superan el 1%. Así también, bajo el escenario proyectado hacia el año 2035 vemos como cobraría importancia la generación eólica en Argentina, Perú y Uruguay y, en cuanto a energía geotérmica, este tipo de fuente cobraría mayor importancia en países como Chile y Bolivia.

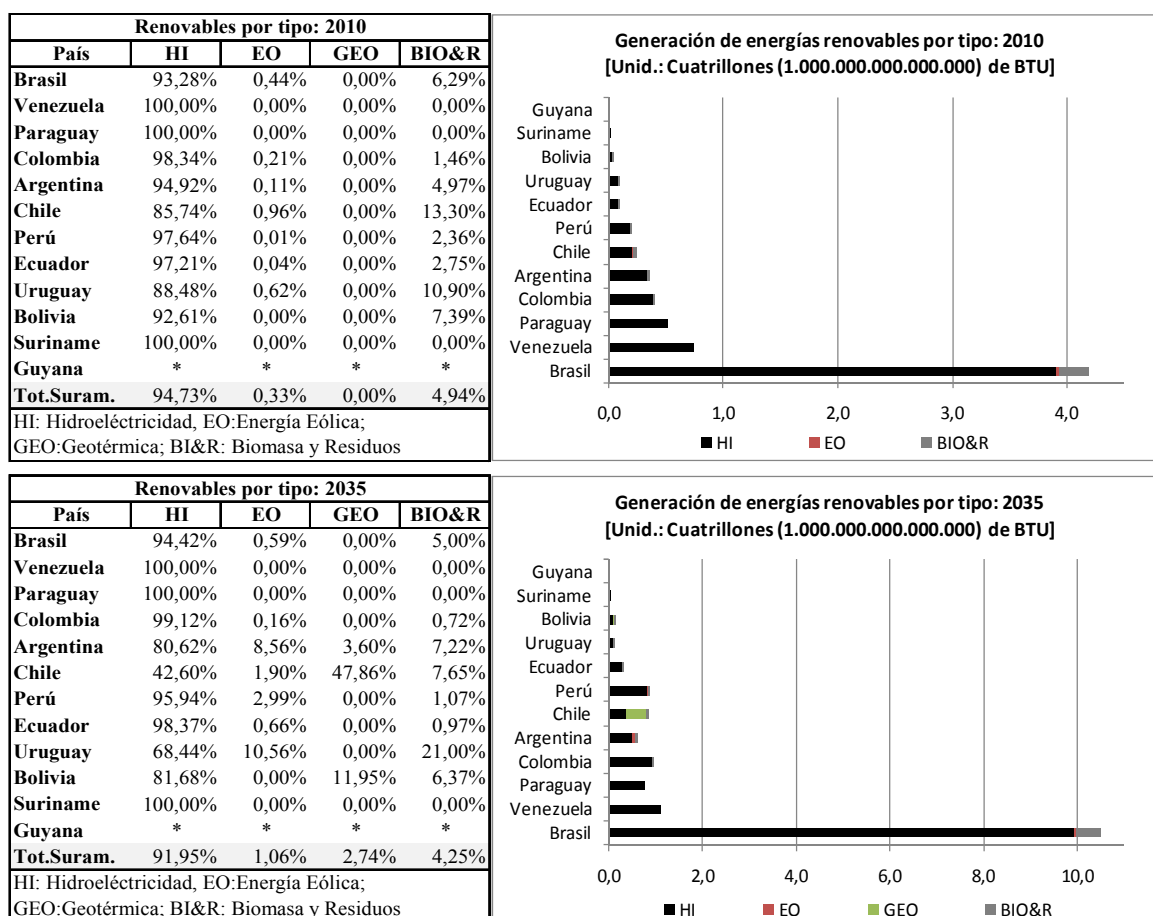
Proyección: Producción de energías renovables.- Cuatrillones de BTU											
Región	Promedio por período				Histór.	Proyección Producción					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	2,3529	2,8764	3,0952	3,8190	4,1912	5,0367	6,0536	7,2770	8,7487	10,5196	3,7%
Venezuela	0,4666	0,5707	0,6322	0,8018	0,7410	0,8628	0,9203	0,9817	1,0472	1,1171	1,7%
Paraguay	0,3126	0,4895	0,5059	0,5246	0,5122	0,5749	0,6132	0,6542	0,6978	0,7443	1,5%
Colombia	0,2852	0,3379	0,3565	0,4080	0,3949	0,4681	0,5550	0,6581	0,7806	0,9260	3,5%
Argentina	0,2157	0,2590	0,3442	0,3434	0,3505	0,4120	0,4539	0,4991	0,5516	0,6137	2,3%
Chile	0,1616	0,1868	0,2326	0,2665	0,2441	0,3477	0,4546	0,5650	0,6809	0,8465	5,1%
Perú	0,1167	0,1388	0,1791	0,1926	0,1924	0,3016	0,4345	0,6847	0,7602	0,8465	6,1%
Ecuador	0,0562	0,0644	0,0743	0,0886	0,0857	0,1681	0,2101	0,2319	0,2560	0,2825	4,9%
Uruguay	0,0740	0,0668	0,0794	0,0645	0,0925	0,1004	0,1064	0,1086	0,1134	0,1196	1,0%
Bolivia	0,0144	0,0161	0,0221	0,0231	0,0227	0,0615	0,0973	0,1051	0,1137	0,1232	7,0%
Suriname	0,0143	0,0132	0,0075	0,0085	0,0084	0,0089	0,0095	0,0102	0,0109	0,0116	1,3%
Guyana	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0%
Tot.Suram.	4,0702	5,0197	5,5289	6,5406	6,8355	8,3426	9,9086	11,7756	13,7610	16,1506	3,5%

Proyección de consumo de energías renovables.- Millones de TEP											
Región	Promedio por período				Histór.	Proyección Producción					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	59,103	72,252	77,749	95,930	105,28	126,52	152,06	182,79	219,76	264,24	3,7%
Venezuela	11,720	14,335	15,880	20,141	18,61	21,67	23,12	24,66	26,31	28,06	1,7%
Paraguay	7,853	12,296	12,708	13,178	12,87	14,44	15,40	16,43	17,53	18,70	1,5%
Colombia	7,165	8,487	8,955	10,247	9,92	11,76	13,94	16,53	19,61	23,26	3,5%
Argentina	5,418	6,505	8,646	8,626	8,80	10,35	11,40	12,54	13,86	15,41	2,3%
Chile	4,058	4,693	5,842	6,695	6,13	8,73	11,42	14,19	17,10	21,26	5,1%
Perú	2,932	3,487	4,499	4,839	4,83	7,58	10,91	17,20	19,10	21,26	6,1%
Ecuador	1,412	1,618	1,865	2,225	2,15	4,22	5,28	5,83	6,43	7,10	4,9%
Uruguay	1,858	1,679	1,994	1,619	2,32	2,52	2,67	2,73	2,85	3,00	1,0%
Bolivia	0,362	0,405	0,555	0,580	0,57	1,54	2,45	2,64	2,86	3,09	7,0%
Suriname	0,360	0,333	0,189	0,213	0,21	0,22	0,24	0,26	0,27	0,29	1,3%
Guyana	0,001	0,001	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot.Suram.	102,241	126,091	138,881	164,295	171,70	209,56	248,90	295,79	345,66	405,69	3,5%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: Las energías renovables en Suramérica involucran a las energías: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa y residuos; la energía solar bajo los costos de inversión por Mw instalado actuales no permitirían un desarrollo importante de este sector; queda por tanto excluido en las proyecciones. Por otro lado la energía mareomotriz a nivel mundial no presenta un desarrollo importante incluso por su tecnología en fases primarias por lo que tampoco se avizora un desarrollo de estas fuentes al día de hoy. No se involucraron tampoco al etanol y biodiesel dentro de este compendio de energías renovables puesto que estos datos entran en el análisis de energías líquidas de la sección C.2. Nota 02: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión equivalente a $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en el apéndice A. Nota 03: Los datos del 2010, las proyecciones y los promedios históricos fueron realizados sobre los trabajos previos presentados en las Tablas C.29, D.30, D.32 y D.34 (dadas en BTU y TEP) correspondiente a energía geotérmica, hidroeléctrica, energía eólica y biomasa & residuos respectivamente. Elaboración propia.

Tabla C.32.1.- Proyección en generación total de energías renovables en Suramérica.

En cuanto al desarrollo de energía a partir de “biomasa y residuos”, se verá muy presente en países como Brasil, Argentina, Chile, Uruguay y Bolivia.

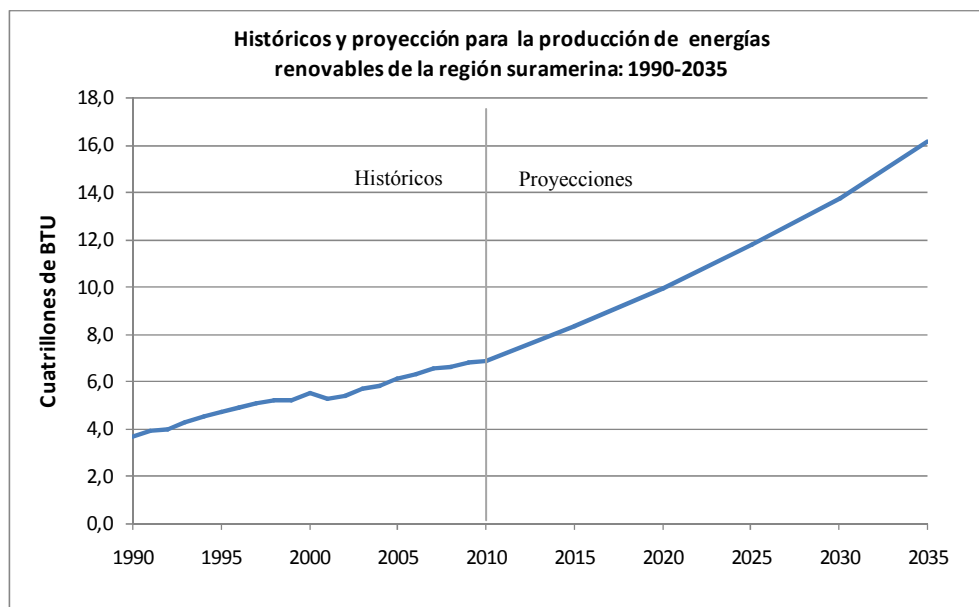


Nota 01: El gráfico fue realizado a partir de los datos mostrados en la Tabla C.32.1. Nota 02: Las energías renovables involucran a la energía hidroeléctrica, eólica, geotérmica (para el 2035) y “biomasa & residuos”. Elaboración propia.

Figura C.21.2.- Ponderación por tipo de fuente renovable en cada país suramericano: 2010-2035.

La Figura C.21.3, adicionalmente, nos muestra tanto los datos históricos como la tendencia de los datos proyectados, en el total de las energías renovables hacia el año 2035. Dentro de este gráfico se puede ver como el desarrollo de este tipo de energías ha tenido una evolución de manera positiva y gradual y, el cual, se mantendrá así durante las próximas dos décadas, aunque como se lo expresó anteriormente aquí sopesa en más del 90% la generación hidroeléctrica, puesto que existen proyectos que se desarrollarán como base misma para el suministro de energía eléctrica en la región. De hecho, de acuerdo a datos mostrados por la OLADE (Brasil. Ministerio de Energía y Minas, 2010b), la región suramericana posee un potencial eléctrico de 356,7 Gw (técnicamente explorables), de los cuales sólo el 36% ha sido explotado. Así mismo, dentro de la

Tabla C.32.2 se muestra como Brasil es el país con el mayor potencial técnicamente explotable (180Gw), dato que representa el 50,5% del total regional, aunque su potencial ya explotado ha sido del 28,2%, por lo que aún le queda un 71,8% adicional.



BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Nota 01: El gráfico fue realizado a partir de los datos históricos de 1990 a 2008 mostrados por la US-EIA (en línea, ref.: 05 de mayo de 2011) y de los datos 2009 y 2010 mostrados en la Tabla C.32.1. Nota 02: Las energías renovables involucran a la energía hidroeléctrica, eólica, geotérmica (para el 2035) y “biomasa & residuos”. Elaboración propia.

Figura C.21.2.- Datos históricos y proyecciones de producción de energías renovables en Suramérica: 1990 a 2035.

PAÍS	Potencial Técnicamente Explotable GW	Potencial explotado %	Potencial Por explotar %
Argentina	14,8	24,4	75,6
Bolivia	14,4	2,4	97,6
Brasil	180,0	28,2	71,8
Chile	18,5	18,9	81,1
Colombia	22,8	7,9	92,1
Ecuador	15,3	9,4	90,6
Paraguay	12,1	54,6	45,4
Perú	45,1	1,8	98,2
Uruguay	1,1	28,7	71,3
Venezuela	28,1	40,0	60,0
Otros	4,5	3,2	96,8
Total Suramér.	356,7		

Fuente: OLADE, tomado de Brasil. Ministerio de Energía y Minas (2010b).
Elaboración propia.

Tabla C.32.2.- Potencial Hidroeléctrico en la región suramericana.

En cuanto a la proyección en el “consumo de energías renovables” se presenta la Tabla C.32.3, tanto en BTU y en TEP. Cabe señalar que el incremento en el consumo de energías renovables, hacia el 2035, se basará en la expansión del sector hidroeléctrico, con la excepción de Chile, que lo respaldará bajo energía geotérmica y por “biomasa y residuos”, esto indicado anteriormente en la figura C.21.2.

Proyección: Consumo de energías renovables.- Cuatrillones de BTU											
Región	Promedio por período				Histór. 2010	Proyección Producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	2,6228	3,2785	3,5198	4,2363	4,5673	5,4561	6,4906	7,7305	9,2171	11,0006	3,6%
Venezuela	0,4666	0,5707	0,6322	0,8018	0,7410	0,8628	0,9203	0,9817	1,0472	1,1171	1,7%
Paraguay	0,0267	0,0384	0,0434	0,0554	0,0670	0,0815	0,0991	0,1206	0,1467	0,1785	4,0%
Colombia	0,2852	0,3379	0,3565	0,4080	0,3949	0,4681	0,5550	0,6581	0,7806	0,9260	3,5%
Argentina	0,2317	0,3080	0,3821	0,3961	0,4196	0,4860	0,5310	0,5791	0,6343	0,6985	2,1%
Chile	0,1616	0,1868	0,2326	0,2665	0,2441	0,3477	0,4546	0,5650	0,6809	0,8465	5,1%
Perú	0,1167	0,1388	0,1791	0,1926	0,1924	0,3016	0,4345	0,6847	0,7602	0,8465	6,1%
Ecuador	0,0562	0,0644	0,0743	0,0886	0,0857	0,1681	0,2101	0,2319	0,2560	0,2825	4,9%
Uruguay	0,0740	0,0668	0,0794	0,0645	0,0925	0,1004	0,1064	0,1086	0,1134	0,1196	1,0%
Bolivia	0,0144	0,0161	0,0221	0,0231	0,0227	0,0615	0,0973	0,1051	0,1137	0,1232	7,0%
Suriname	0,0143	0,0132	0,0075	0,0085	0,0084	0,0089	0,0095	0,0102	0,0109	0,0116	1,3%
Guyana	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	*
Tot.Suram.	4,0702	5,0197	5,5289	6,5413	6,8355	8,3426	9,9086	11,7756	13,7610	16,1506	3,5%

Proyección: Consumo de energías renovables.- Millones de TEP											
Región	Promedio por período				Histór. 2010	Proyección Producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	65,882	82,353	88,414	106,413	114,726	137,052	163,039	194,183	231,527	276,325	3,6%
Venezuela	11,720	14,335	15,880	20,141	18,614	21,672	23,118	24,661	26,306	28,061	1,7%
Paraguay	0,670	0,965	1,090	1,391	1,682	2,047	2,490	3,030	3,686	4,485	4,0%
Colombia	7,165	8,487	8,955	10,247	9,920	11,758	13,940	16,531	19,607	23,259	3,5%
Argentina	5,821	7,736	9,598	9,949	10,541	12,207	13,338	14,546	15,932	17,546	2,1%
Chile	4,058	4,693	5,842	6,695	6,132	8,734	11,419	14,192	17,104	21,264	5,1%
Perú	2,932	3,487	4,499	4,839	4,832	7,576	10,915	17,200	19,095	21,262	6,1%
Ecuador	1,412	1,618	1,865	2,225	2,154	4,221	5,277	5,826	6,430	7,097	4,9%
Uruguay	1,858	1,679	1,994	1,619	2,323	2,522	2,674	2,728	2,849	3,003	1,0%
Bolivia	0,362	0,405	0,555	0,580	0,569	1,544	2,445	2,641	2,857	3,095	7,0%
Suriname	0,360	0,333	0,189	0,213	0,211	0,225	0,240	0,256	0,273	0,291	1,3%
Guyana	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	*
Tot.Suram.	102,241	126,091	138,881	164,313	171,703	209,558	248,895	295,793	345,665	405,689	3,5%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: Las energías renovables en Suramérica involucran a las energías: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa y residuos; la energía solar y mareomotriz fueron excluidas por las razones emitidas en la Tabla C.32.1. No se involucraron tampoco al etanol y biodiesel puesto que estos datos entran en el análisis de energías líquidas de la sección 3.2. Nota 02: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión equivalente a $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en el apéndice A. Nota 03: Esta tabla está construida a partir de la equivalencia o igualdad entre producción y consumo de energías renovables como norma de estimación, con la excepción por un lado de Paraguay dado sus enormes recursos hidroeléctricos que cubren las necesidades eléctricas de este país en un 100% y exporta sus excedentes del 87% (dato de 2010) y de acuerdo a las proyecciones exportaría el 75% en el 2035. Por otro lado se contabiliza a los casos de Argentina y Brasil a más de su generación propia (generación hidroeléctrica) los excedentes cedidos por Paraguay en la proporción hallada bajo las estadísticas del Sistema de Información Energética Nacional del Paraguay - SIEN (Paraguay. SIEN, en línea, ref.: 14 de septiembre de 2011) y convertidas a BTU en base a la metodología expresada en la Tabla C.32.1. Elaboración propia.

Tabla C.32.3.- Proyección en consumo total de energías renovables en Suramérica.

C.8. Energía eléctrica.

C.8.1. Consumos totales de energía eléctrica.

Los países suramericanos, de acuerdo a la Tabla C.33, consumieron un total de 819,88 mil millones de Kwh en el año 2010, esto representó el 88,3% del total consumido por la región conjunta de “Centro y Suramérica”, y el 4,5% del total de energía eléctrica consumida a nivel mundial.

Consumo de energía eléctrica: 1.000 millones de Kw-h								
Región	Período (Promedio de producción)				Variación entre 1990- 2010	Año 2009 Cons.	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Cons.	% Total
Brasil	229,71	288,24	326,89	408,99	114,7%	420,97	455,91	55,61%
Argentina	44,08	62,78	76,74	100,25	198,5%	104,61	110,78	13,51%
Venezuela	51,88	58,99	65,27	80,52	73,9%	86,79	81,60	9,95%
Chile	18,44	29,64	43,55	56,17	234,4%	58,43	59,19	7,22%
Colombia	28,97	33,83	35,18	39,43	44,6%	39,98	40,68	4,96%
Perú	11,43	14,84	19,27	27,52	186,8%	29,77	32,41	3,95%
Ecuador	5,38	6,97	8,46	13,54	239,9%	15,44	16,26	1,98%
Uruguay	4,53	5,65	6,30	7,35	62,7%	7,89	8,27	1,01%
Paraguay	2,55	3,71	4,26	5,63	193,0%	6,45	6,87	0,84%
Bolivia	2,06	2,94	3,62	4,99	220,4%	5,40	5,82	0,71%
Suriname	1,57	1,34	1,30	1,42	1,3%	1,44	1,43	0,17%
Guyana	0,21	0,58	0,66	0,69	176,9%	0,69	0,68	0,08%
Tot.Suram.	400,80	509,49	591,51	746,49	122,1%	777,83	819,88	100,0%
% C&Suram.	88,3%	88,3%	87,1%	87,8%		88,0%	88,3%	
% de mundo	3,7%	4,2%	4,2%	4,4%		4,5%	4,5%	
Tot.C&Suram.	454,1	577,3	678,9	849,7	120,7%	884,2	928,2	
Total Mundial	10.720,4	12.108,6	14.023,5	17.055,6	76,4%	17.294,5	18.319,9	

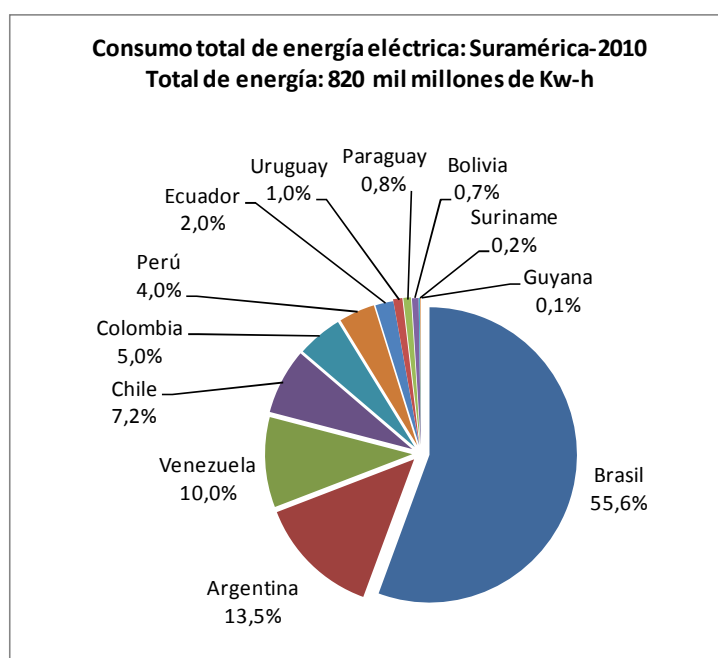
Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota 01: Los promedios históricos fueron elaborados por los datos expuestos por la US-EIA (en línea: ref.: de 08 de mayo de 2011) de 1990 a 2008, mientras que los datos del 2009 y 2010 se los obtuvo de otras fuentes³⁵. Elaboración propia.

Tabla C.33.- Consumo total de energía eléctrica en Suramérica.

³⁵ Entre estas fuentes se cita: Brasil.- De las estadísticas brindadas por el Ministerio de Energía y Minas del Brasil (Brasil. Ministerio de Energía y Minas, en línea, En Estadísticas eléctricas, ref.: de 16 de septiembre de 2011, WEB/ Publicaciones/Balance Energético Nacional/Series históricas/ Tabla-Sección 4.10.1. Balances Energéticos Consolidados). Argentina.- Informe Anual de 2010 (CAMESA, 2011, p.9). Venezuela.- Informe “Memoria y Cuenta de 2010” del Ministerio del Poder Popular de Energía Eléctrica (Venezuela, MPPEE, 2010). Chile.- Del Instituto Nacional de Estadísticas de Chile. Generación y Distribución Eléctrica. Indicadores Estadísticos Julio 2011 (Chile. Instituto Nacional de Estadísticas, en línea, ref. de 16 de septiembre de 2011). Colombia.- De la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (Colombia. UPME, en línea, ref.: de 16 de septiembre de 2011. WEB/zona de información/ Principales indicadores/ SIEL/Consultas Generación/ Acceso rápido: Generación/ Selección Estadísticas/ Variables: Demanda, Agentes, Mes, Demanda Real de Energía). Perú.- Cuya fuente fue Revista en cifras (Perú, Ministerio de Energía y Mina. 2010). Ecuador.- Del Boletín de Estadísticas de 2010 del Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC (Ecuador. CONELEC, en línea, p.33, ref.: de 16 de septiembre de 2011, WEB/Estadísticas/Boletines/Año 2010). Uruguay.- De las Estadísticas brindadas por la Dirección Nacional de Energía (Uruguay. Dirección Nacional de Energía, en línea, ref.: de 15 de septiembre de 2011). Paraguay.- Del Sistema de Información Energética-SIEN (Paraguay. SIEN, en línea, 16 de septiembre de 2011). Bolivia.- Del Informe “Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011- 2021” (Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga, 2010). Guyana.- Estimación sobre serie de tiempo. Surinam.- Estimación respecto al 2008 sobre la tasa pluvial y generación hidroeléctrica. Total Mundial.- En BP (en línea, ref.: de 16 de septiembre de 2011).

Para el 2010, el consumo de energía eléctrica de Brasil, dentro de Suramérica, albergó el 55,6% del total regional, por lo que se convierte en el país mayormente consumidor; por otro lado, le siguió Argentina con el 13,5% del total regional, Venezuela con el 10% y juntos, estos tres países, cubrieron alrededor del 80%. Las mayores tasas de crecimiento neto en las dos últimas décadas (1990-2010) se han dado en los países de Guyana con un 177% (2,8 veces), aunque su consumo es modesto comparado con el resto de países suramericanos. Otros de los países con fuerte crecimiento ha sido Chile, el mismo que incrementó su consumo en un 234% (3,3 veces); así mismo, Ecuador con un crecimiento del 240% (3,4 veces); Bolivia con un 220% (3,2 veces) y Perú con un 187% (2,9 veces). Para el caso de Brasil ha tenido un incremento en alrededor del 115% (2,1 veces) y, para el caso de Argentina, su consumo se ha incrementado en un 199% (3 veces).

La Tabla C.33 registra de igual manera los consumos realizados tanto en promedios históricos, en diversos períodos, así como de los dos últimos años. La figura C.22 muestra, a su vez, la participación porcentual de cada uno de los países suramericanos dentro del consumo eléctrico total para el año 2010.



Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota: Este gráfico fue realizado en base a la Tabla C.33. Elaboración propia.

Figura C.22.- Consumo de energía eléctrica suramericana: 2010.

De acuerdo a las proyecciones de consumo en Suramérica, mostradas en la Tabla C.34, se expresa que la región pasará de consumir 819,9 mil millones de Kwh, en el 2010, a 2.143,58 mil millones de Kwh en el 2035. Se tendría, por tanto, una Tasa de Crecimiento Promedio Anual de 3,9% o, a su vez, la región registrará un incremento en 2,6 veces.

Proyección en el consumo de energía eléctrica: 1.000 millones de Kw-h.												
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de consumo					Período 2010-35	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	TCP	Crecim.
Brasil	3,9%	4,4%	2,4%	4,3%	455,91	562,73	694,58	857,32	1.058,19	1.306,13	4,3%	2,9
Argentina	7,7%	6,4%	3,4%	4,6%	110,78	129,67	151,79	177,68	207,99	243,46	3,2%	2,2
Venezuela	4,1%	1,6%	2,6%	3,1%	81,60	94,59	109,66	127,13	147,37	170,85	3,0%	2,1
Chile	3,4%	9,1%	7,2%	2,7%	59,19	68,62	79,55	92,22	106,90	123,93	3,0%	2,1
Colombia	3,2%	-0,5%	3,3%	0,9%	40,68	48,31	57,38	68,15	80,94	96,13	3,5%	2,4
Perú	-0,2%	5,0%	5,6%	7,2%	32,41	39,44	47,98	58,37	71,02	86,41	4,0%	2,7
Ecuador	5,9%	5,9%	5,2%	8,0%	16,26	20,85	26,74	34,29	43,98	56,39	5,1%	3,5
Uruguay	-1,8%	5,3%	-1,0%	4,9%	8,27	9,82	11,66	13,85	16,45	19,54	3,5%	2,4
Paraguay	4,1%	4,9%	0,2%	8,8%	6,87	8,36	10,17	12,37	15,05	18,31	4,0%	2,7
Bolivia	7,1%	6,7%	2,8%	6,7%	5,82	7,42	9,47	12,09	15,43	19,69	5,0%	3,4
Suriname	4,0%	-2,7%	1,0%	0,6%	1,43	1,52	1,63	1,73	1,85	1,97	1,3%	1,4
Guyana	1,1%	10,8%	-1,6%	-0,1%	0,68	0,70	0,72	0,74	0,76	0,77	0,5%	1,1
Tot.Suram.	4,1%	4,3%	3,0%	4,1%	819,88	992,03	1.201,32	1.455,93	1.765,92	2.143,58	3,9%	2,6

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: Las TCP en los periodos históricos, fueron determinadas a partir de los datos estadísticos de 1990 a 2008 presentados por la US-EIA (en línea), con ref. de 08 de mayo de 2011, mientras que los datos de 2009 y 2010 se los obtuvo de la Tabla C.33. Nota 02: Los datos proyectados para el consumo de energía eléctrica fueron determinados a partir de varias fuentes referenciales³⁶, junto a otras referencias (ver sección III, literal a). Elaboración propia.

Tabla C.34.- Proyección en el consumo de energía eléctrica en Suramérica.

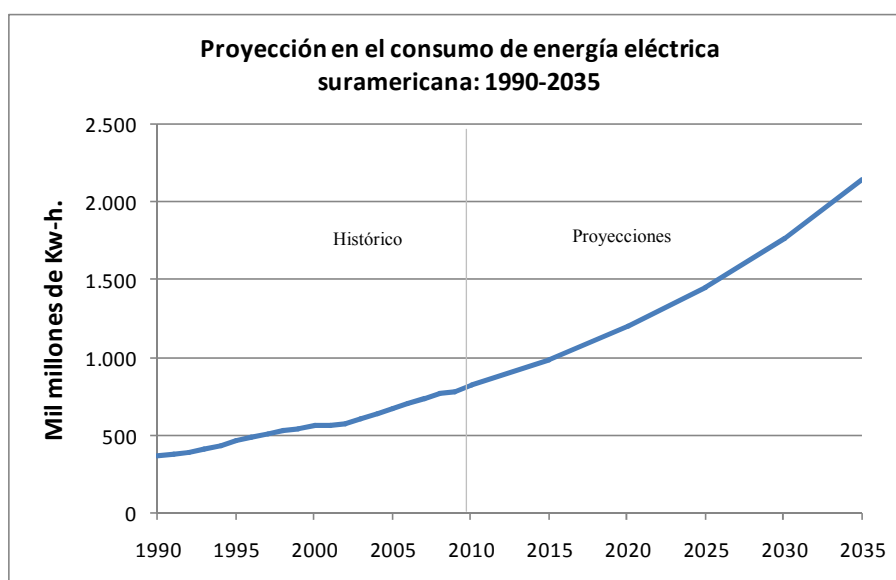
Cabe señalar que Suramérica, en cuanto a consumo eléctrico, a nivel mundial, pasará de representar un 4,5%, en el 2010, a un 7,3%⁽³⁷⁾ en el 2035. La tabla citada nos

³⁶ Entre estas fuentes se cita: Brasil.- hasta 2030, sobre la información brindada en el II Seminario de Integración Energética Perú-Brasil. (Brasil. Ministerio de Minas y Energía, 2010b); posteriormente a través de técnica econométrica (sección III, literal a). Argentina.- A partir de “Indicadores Energéticos de Argentina 2009 y Prospectiva 2020/2025” (De Dicco, R., 2009); posteriormente a través de técnica econométrica (sección III, literal a). Venezuela.- sobre la hipótesis en que el consumo se duplicaría para el 2030 (Schneider Electric Venezuela, 2011, citado en Computer World Venezuela, 2011, 02 de agosto), posteriormente a través de técnica econométrica (sección III, literal a). Chile.- Bajo las predicciones expuestas en Chile Sustentable (2011), en el que se prevé una matriz capaz de autoabastecerse eléctricamente; a partir de 2030 por técnica econométrica. Colombia.- Sobre las tasas de crecimiento en el consumo bruto de demanda eléctrica hacia el 2031 del informe “Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima” (Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2011b). Perú.- de acuerdo a las proyecciones emitidas al 2030 por Koc (2010). Ecuador.- Proyecciones emitidas bajo los datos expuestos hacia el 2030 en el “Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020” (Ecuador. CONELEC, 2009, Cap.05); posteriormente con técnica econométrica. Uruguay.- Datos estimados a partir del supuesto en que el consumo aumentaría en un 3,5% anual hasta 2030 (Uruguay. UTE, 2011). Bolivia.- Estimaciones sobre las tasas de crecimiento observados en los pronósticos del “Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011- 2021” (Bolivia. Comité Nacional de Despacho de Carga, 2010); posteriormente al 2021 con técnica econométrica. Para el caso de Paraguay, Surinam y Guayana, su pronóstico se lo determinó sobre diversos criterios (ver sección III, literal a).

³⁷ De acuerdo a la US-EIA (2010a, p.227, Tabla F1), el mundo hacia el 2035 tendría un consumo eléctrico medido en Cuatrillones de BTU de 334,5 lo que representaría aproximadamente 29.536,11 mil millones de Kw-h (con eficiencia del 30% y convertido luego a Kw-h bajo factor de conversión de 1Kw-h=3.412,14 BTU).

muestra las proyecciones en cada uno de los países de la región, adicionalmente, nos indica las TCP históricas por períodos. A partir del análisis que se le confiere, se puede observar que Brasil, Argentina, Venezuela y Chile representarán el 86% del total del consumo tanto en 2010 como en 2035, en este sentido, se indica también que los países con mayores tasas de crecimiento anual serán Bolivia y Ecuador con un crecimiento en más de tres veces.

Por otro lado, la Figura C.23 muestra las proyecciones del consumo de energía eléctrica en la región suramericana e indica el comportamiento tanto histórico como futuro. Además, la Tabla D.35, mostrada en el Apéndice D, y a manera complementaria, muestra las proyecciones pero en unidades de BTU y TEP.



Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota: Este gráfico fue realizado en base a los datos estadísticos 1990-2008 presentados por la US-EIA (en línea), ref. última: de 08 de mayo de 2011, junto con los datos de 2009, 2010, 2015, 2020, 2025 y 2035 procedentes de la Tabla C.34 del presente trabajo. Elaboración propia.

Figura C.23.- Consumo de energía eléctrica suramericana: 1990-2035.

C.8.2. Generación de energía eléctrica y pérdidas en el sistema.

La generación conjunta de todos los países suramericanos, en el 2010, fue de 989,7 mil millones de Kwh, donde los cuatro mayores generadores de energía eléctrica fueron: Brasil con el 51,3% de participación regional, Venezuela con el 11,8%, Argentina con el 12,1% y Chile con el 6,2%, juntos albergaron el 81,4% del total regional. La generación eléctrica suramericana, por otro lado, representó alrededor del

90% dentro de la región conjunta de Centro & Suramérica³⁸, y un 4,6% dentro del total mundial generado, esto de acuerdo a datos del 2010. De ello, la Tabla C.35 nos muestra los datos señalados y, adicionalmente, expone a manera histórica los promedios de producción generada en varios períodos. Muestra también la variación dada entre 1990 y 2010; según esto, se observa como Suramérica ha incrementado su producción en un 126,9% (2,3 veces) en dicho período, mientras que el mundo lo ha hecho en un 88,8% (1,9 veces).

Generación de energía eléctrica: 1.000 millones de Kw-h								
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. de 1990 a 2010	Año		Año 2010 % Total
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10		Consum.	Consum.	
Brasil	238,93	301,84	348,99	445,21	131,3%	461,10	508,13	51,34%
Venezuela	64,44	75,86	88,61	113,43	102,6%	124,82	116,70	11,79%
Argentina	53,56	69,92	87,31	111,81	160,7%	115,49	119,23	12,05%
Chile	20,88	32,24	45,09	58,90	214,4%	59,96	61,77	6,24%
Paraguay	30,21	47,79	49,66	53,32	96,6%	54,39	53,52	5,41%
Colombia	36,56	43,84	44,99	52,80	59,8%	55,99	56,90	5,75%
Perú	13,78	17,53	21,57	30,17	168,7%	32,53	35,42	3,58%
Ecuador	7,06	9,32	11,21	16,14	203,0%	17,91	18,83	1,90%
Uruguay	7,71	7,37	8,09	8,29	36,8%	8,83	10,12	1,02%
Bolivia	2,39	3,33	4,15	5,80	213,0%	6,46	6,65	0,67%
Suriname	1,69	1,46	1,43	1,56	4,3%	1,58	1,57	0,16%
Guyana	0,27	0,72	0,82	0,82	178,6%	0,82	0,82	0,08%
Tot.Suram.	477,46	611,20	711,91	898,24	126,9%	939,87	989,66	100,0%
% C&Suram.	88,6%	88,5%	87,7%	88,5%		88,0%	89,6%	
% de mundo	4,1%	4,6%	4,6%	4,7%		4,7%	4,6%	
Tot.C&Suram.	538,9	690,3	811,6	1014,9	123,3%	1.067,4	1.104,5	
Total Mundial	11.698,9	13.311,4	15.461,6	19.120,5	88,8%	20.135,5	21.325,1	

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota 01: Los promedios históricos fueron calculados a partir de los datos estadísticos (excepto datos de 2009 y 2010) presentados por la US-EIA (en línea), ref.: de 09 de mayo de 2011; mientras que los datos del 2009 y 2010 fueron obtenidos de las mismas fuentes donde se obtuvieron los datos de consumo (Ver Tabla C.33). Elaboración propia.

Tabla C.35.- Generación total de energía eléctrica en Suramérica.

Con el fin de conocer un poco más el entorno suramericano nos vemos ahora obligados a tratar de manera conjunta las pérdidas totales de energía eléctrica que se dan en el sistema (transmisión y distribución), puesto que son altas. Estas pérdidas merman las posibilidades de consumo, pues para el 2010 representaron el 16,6% del total generado en Suramérica, es decir, se perdieron 164,1 mil millones de Kwh, equivalente al total de energía eléctrica consumido por Chile, Colombia, Perú, Ecuador, Uruguay y Paraguay o, lo que es lo mismo, representó el 20% del consumo suramericano. Para

³⁸ Como se dijo anteriormente, dentro de esta región conjunta se excluye a México ya que en las estadísticas energéticas de la US-EIA y de BP forma parte de la región “América del Norte” y por tanto se ha mantenido esta clasificación en el presente trabajo; por otro lado se incluye dentro del grupo “Centro & Suramérica” a los países del Caribe.

tener una referencia comparativa, la UE-27 en el 2010 tuvo unas pérdidas de 204,2 mil millones de Kwh o un 6,6% de su total generado (3.103,7 mil millones de Kwh); para el caso de EE.UU, este país tuvo pérdidas de 244,56 mil millones de Kwh ⁽³⁹⁾ o, en otras palabras, el 6% de su total generado (4.214,1 mil millones de Kwh). La Tabla C.36 nos indica para cada uno de los países de la región las pérdidas promedio en diferentes períodos y las pérdidas para los años específicos de 2009 y 2010.

De esta tabla en mención se observa que estas pérdidas, a nivel regional, se han mantenido casi estables en las dos últimas décadas; aunque existen países como Argentina, Chile y Perú que han realizado esfuerzos plausibles para un mejoramiento o reducción en el nivel de pérdidas de hasta un 50% en este índice. Por otro lado, se menciona que los países con mayores pérdidas, en términos porcentuales, fueron: Colombia, el cual ha mantenido estable su pérdida porcentual del 20,4% y, Venezuela, con un 28,4%, valor que se ha incrementado desde 1990 en un 18,5% adicional.

En cuanto a la generación a futuro, se ha planteado la Tabla C.37, el cual nos indica los requerimientos mínimos de generación que deberá tener cada país suramericano para contar con un nivel de autosuficiencia. En dicha Tabla se muestra las cantidades de energía que deberán generarse, aunque se lo presenta bajo tres escenarios: El primero, con un nivel de pérdidas parecidos a los actuales (% de generación), porcentaje que se lo estima a partir del promedio de los últimos cuatro años; el segundo escenario, bajo un nivel de pérdidas mejorado, por lo que se reduce al anterior en un 20% y, finalmente, el tercer escenario, con un mejoramiento aún mayor de las pérdidas, el cual, respecto al primer escenario, se lo reduce en un 40% de éstas pérdidas iniciales.

Cabe señalar que las proyecciones para la generación eléctrica, dentro de la Tabla C.37, en su primer escenario, fueron calculadas en base a la sumatoria de los recursos nuclear, hidroeléctrico, eólico, geotérmico, biomasa & residuos (según las situaciones antes descritas en las tablas respectivas C.24, C.26, C.28, C.29 y C.3), más, el total de generación térmica y con el cual se cubrirán los requerimientos mínimos

³⁹ Las estimaciones tanto de pérdidas y del total generado para EEUU y para la Unión Europea de los 27, fueron realizadas a partir de las estadísticas presentadas por BP (en línea, ref.: de 21 de septiembre de 2011) y de US-EIA (en línea, ref.: de 21 de septiembre de 2011). Las pérdidas en términos porcentuales de 2009 y 2010 de la UE-27 y del 2010 para EEUU se las halló a partir de sus series de tiempo respectivas.

exigidos de demanda eléctrica por los mercados individuales (Tabla C.37). A su vez, se indica que la generación térmica se basa sobre sistemas convencionales en la quema de combustibles fósiles como gas, petróleo y carbón.

Pérdidas de energía en sistema eléctrico: 1.000 millones de Kw-h							
Región	Variable	Período (Promedio de pérdidas)				Año	Año
		1ro	2do	3ro	4to	2009	2010
		1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Pérdidas	Pérdidas
Brazil	Pérdidas	36,684	52,685	60,697	75,433	79,795	86,587
	% Generac.	15,3%	17,4%	17,4%	16,9%	17,3%	17,0%
Venezuela	Pérdidas	12,319	16,821	23,170	32,298	38,409	33,184
	% Generac.	19,1%	22,1%	26,1%	28,4%	30,8%	28,4%
Argentina	Pérdidas	10,976	11,798	14,006	16,571	16,413	15,547
	% Generac.	20,5%	16,9%	16,1%	14,9%	14,2%	13,0%
Colombia	Pérdidas	7,871	10,129	9,116	10,753	10,699	11,599
	% Generac.	21,5%	23,1%	20,3%	20,4%	19,1%	20,4%
Chile	Pérdidas	2,439	2,628	3,127	4,971	5,154	5,214
	% Generac.	11,6%	8,3%	6,9%	8,4%	8,6%	8,4%
Ecuador	Pérdidas	1,679	2,353	3,305	3,689	3,566	3,441
	% Generac.	23,7%	25,3%	29,3%	23,4%	19,9%	18,3%
Peru	Pérdidas	2,346	2,693	2,295	2,651	2,765	3,011
	% Generac.	16,9%	15,5%	10,7%	8,8%	8,5%	8,5%
Paraguay	Pérdidas	0,232	0,955	1,706	2,710	2,839	2,761
	% Generac.	0,7%	1,9%	3,4%	5,1%	5,2%	5,2%
Uruguay	Pérdidas	1,114	1,329	1,618	1,697	1,546	1,531
	% Generac.	14,5%	18,4%	20,8%	21,3%	17,5%	15,1%
Bolivia	Pérdidas	0,343	0,402	0,535	0,834	1,060	0,953
	% Generac.	14,4%	12,1%	12,8%	14,3%	16,4%	14,3%
Suriname	Pérdidas	0,114	0,119	0,125	0,138	0,139	0,138
	% Generac.	6,7%	8,2%	8,8%	8,9%	8,9%	8,8%
Guyana	Pérdidas	0,067	0,149	0,164	0,129	0,134	0,135
	% Generac.	25,1%	20,9%	19,9%	15,8%	16,4%	16,5%
Tot.Suram.	Pérdidas	76,182	102,061	119,865	151,875	162,520	164,101
	% Generac.	15,9%	16,7%	16,8%	16,9%	17,3%	16,6%

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota 01: Los promedios históricos de las pérdidas fueron determinados a partir de los datos estadísticos (excepto 2010) presentados por la US-EIA (en línea, ref.: de 09 de mayo de 2011), mientras que los datos de 2010 fueron calculados a partir de las variables de consumo, generación e importaciones netas hallados en las diversas fuentes citadas en las Tablas 3.33 y 3.34. Nota 02: Para la determinación porcentual de las pérdidas sobre el total generado, se usaron los datos de generación eléctrica presentados (2009 y 2010) y citados (1990 a 2008) en la Tabla C.36. Elaboración propia.

Tabla C.36.- Pérdidas eléctricas suramericanas al 2010.

Requerimientos mínimos de generación eléctrica bajo escenarios de pérdidas: 1.000 millones de Kw-h.									
Región	Pérdidas % de Gen.	Histór. 2010	Requerimientos de generación					Período 2010-35	
			2015	2020	2025	2030	2035	TCP	Crecim.
Brasil	(1) 17,0%	508,13	677,63	836,40	1.032,37	1.274,25	1.572,81	4,6%	3,1
	(2) 13,6%		651,04	803,58	991,86	1.224,26	1.511,11	4,5%	3,0
	(3) 10,2%		626,46	773,25	954,42	1.178,04	1.454,06	4,3%	2,9
Venezuela	(1) 28,4%	116,70	132,07	153,10	177,49	205,76	238,53	2,9%	2,0
	(2) 22,7%		122,37	141,86	164,46	190,65	221,02	2,6%	1,9
	(3) 17,0%		114,00	132,16	153,21	177,61	205,90	2,3%	1,8
Argentina	(1) 14,7%	119,23	152,01	177,94	208,29	243,81	285,40	3,6%	2,4
	(2) 11,8%		146,94	172,01	201,35	235,69	275,90	3,4%	2,3
	(3) 8,8%		142,21	166,47	194,86	228,10	267,00	3,3%	2,2
Chile	(1) 8,5%	61,77	74,96	86,89	100,73	116,78	135,38	3,2%	2,2
	(2) 6,8%		73,60	85,32	98,91	114,66	132,92	3,1%	2,2
	(3) 5,1%		72,28	83,80	97,14	112,62	130,55	3,0%	2,1
Paraguay	(1) 5,2%	53,52	8,81	10,72	13,05	15,87	19,31	*	*
	(2) 4,1%		8,72	10,61	12,90	15,70	19,10	*	*
	(3) 3,1%		8,63	10,49	12,77	15,53	18,90	*	*
Colombia	(1) 20,6%	56,90	60,82	72,24	85,80	101,90	121,03	3,1%	2,1
	(2) 16,5%		57,83	68,68	81,57	96,88	115,07	2,9%	2,0
	(3) 12,3%		55,11	65,46	77,74	92,33	109,66	2,7%	1,9
Perú	(1) 8,7%	35,42	43,20	52,56	63,95	77,80	94,66	4,0%	2,7
	(2) 7,0%		42,39	51,58	62,75	76,35	92,89	3,9%	2,6
	(3) 5,2%		41,61	50,63	61,60	74,94	91,18	3,9%	2,6
Ecuador	(1) 22,5%	18,83	26,91	34,50	44,25	56,74	72,76	5,6%	3,9
	(2) 18,0%		25,43	32,61	41,82	53,63	68,77	5,3%	3,7
	(3) 13,5%		24,11	30,91	39,64	50,84	65,19	5,1%	3,5
Uruguay	(1) 20,9%	10,12	12,41	14,73	17,50	20,78	24,68	3,6%	2,4
	(2) 16,7%		11,78	14,00	16,62	19,74	23,45	3,4%	2,3
	(3) 12,5%		11,22	13,33	15,83	18,80	22,33	3,2%	2,2
Bolivia	(1) 14,4%	6,65	8,67	11,07	14,12	18,02	23,00	5,1%	3,5
	(2) 11,5%		8,39	10,71	13,66	17,44	22,26	5,0%	3,3
	(3) 8,6%		8,12	10,37	13,23	16,89	21,55	4,8%	3,2
Suriname	(1) 8,8%	1,57	1,67	1,78	1,90	2,03	2,16	1,3%	1,4
	(2) 7,1%		1,64	1,75	1,87	1,99	2,12	1,2%	1,4
	(3) 5,3%		1,61	1,72	1,83	1,95	2,08	1,1%	1,3
Guyana	(1) 16,0%	0,82	0,83	0,86	0,88	0,90	0,92	0,5%	1,1
	(2) 12,8%		0,80	0,82	0,85	0,87	0,89	0,3%	1,1
	(3) 9,6%		0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,2%	1,0
Tot.Suram.	(1) 17,3%	989,66	1.199,98	1.452,79	1.760,32	2.134,66	2.590,66	3,9%	2,6
	(2) 13,8%		1.150,94	1.393,52	1.688,62	2.047,86	2.485,48	3,8%	2,5
	(3) 10,3%		1.106,15	1.339,37	1.623,09	1.968,49	2.389,28	3,6%	2,4

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. (1) Escenario de pérdida (% de generación) a partir de promedio de los últimos cuatro años y mantenido hasta 2035. (2) Escenario de pérdida con un mejoramiento del 20% respecto del primer escenario y mantenido hasta el 2035. (3) Escenario de pérdida con un mejoramiento del 40% respecto al primer escenario y mantenido hasta el 2035. Nota 01: Las proyecciones o requerimientos mínimos en generación eléctrica se calcularon a partir del consumo proyectado y bajo nivel de autosuficiencia (Importaciones igual a cero). $\text{Generación} = \text{Consumo} \cdot (1 + \beta)$, donde β es el porcentaje de Pérdidas/Generación obtenido de la tabla en los diferentes escenarios especificados. Nota 02: Para el caso de Paraguay los requerimientos mínimos de generación son excedidos con creces por su generación actual dado sus recursos hidroeléctricos. Nota 03: Para el caso de Brasil y Argentina no se ha tenido en cuenta los recursos eléctricos cedidos/importados por/desde Paraguay en sus proyectos binacionales. Elaboración propia.

Tabla C.37.- Requerimientos mínimos de generación eléctrica bajo nivel de autosuficiencia y bajo escenarios de pérdidas eléctricas.

Ahora bien, con respecto a los datos mostrados en la Tabla C.37, bajo su primer escenario, se presenta ahora la Tabla C.38, algo parecida, pero en esta última se muestran ya no los requerimientos mínimos, sino los niveles de generación que los países tendrán hacia el año 2035. Es decir, dicha tabla se basa en la generación a partir de las capacidades instaladas con las que esperan contar y las cuales son ya previstas (por cada país), sin contar con los recursos de generación importados, exportados o cedidos. Por tanto, bajo esta Tabla C.38 se observa, por ejemplo, como Paraguay se mantendría como exportador neto a partir de sus grandes capacidades generadoras hidroeléctricas que, al compararlo con sus requerimientos mínimos (compararlo con Tabla C.37), este país se marca como exportador indiscutible de tal recurso. Para este país, Paraguay, cabe mencionar que sus excedentes por efectos de proyección fueron distribuidos en un 85% hacia Brasil y en un 15% hacia Argentina, de acuerdo a los proyectos que se esperan se realicen dentro de sus marcos binacionales. Sin duda, la capacidad generadora de Paraguay ayuda a reducir las exigencias en generación para ambos países.

Para el caso peruano, en la Tabla enunciada C.38, se observa que este país presentará un excedente energético eléctrico, generado en gran medida sobre las proyecciones hidroeléctricas que tendrán un repunte; por otro lado, su generación térmica en base a gas se incrementará, lo que permitirá un mayor desarrollo de su parque eléctrico para beneficio de sus exportaciones. Es por ello, que se prevé que a diferencia de los demás países suramericanos (con excepción de Paraguay), Perú, bajo esfuerzos mayores, cubrirá su cuota mínima y generará excedentes, los cuales se orientarán hacia las exportaciones. A raíz de este estudio se calcula que un 11% adicional a los requerimientos mínimos peruanos (presentados en Tabla C.37) se orientarán hacia las exportaciones en el año 2015, mientras que para el 2035 llegarán al 17%. Esta situación se daría siempre que se mantenga una tasa de crecimiento promedio anual en generación térmica convencional del 1,7% (a raíz del gas).

Se indica de manera conjunta que los excedentes peruanos aliviarán las exigencias de generación de los países receptores bajo estas exportaciones. De ello, a partir de los requerimientos mínimos presentados en la Tabla C.37, los valores de los países receptores disminuirían; pero, al no conocerlos, los hemos mantenido invariantes

hacia la Tabla C.38. Por tanto, se deja constancia de esta excedencia peruana a partir de su potencial generador.

Proyección en la generación de energía eléctrica: 1.000 millones de Kw-h												
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de generación					2010-2035	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	4,0%	4,9%	2,7%	5,3%	508,13	634,99	792,04	986,42	1.226,90	1.524,33	4,5%	3,0
Argentina	7,2%	4,5%	2,9%	2,1%	119,23	144,48	170,11	200,18	235,46	276,85	3,4%	2,3
Venezuela	4,8%	2,4%	3,6%	1,9%	116,70	132,07	153,10	177,49	205,76	238,53	2,9%	2,0
Chile	4,0%	7,6%	7,1%	2,1%	61,77	74,96	86,89	100,73	116,78	135,38	3,2%	2,2
Colombia	3,4%	0,3%	3,5%	2,4%	56,90	60,82	72,24	85,80	101,90	121,03	3,1%	2,1
Paraguay	7,3%	5,4%	-0,7%	0,1%	53,54	58,97	62,90	67,10	71,58	76,35	1,4%	1,4
Perú	2,4%	3,2%	5,1%	7,3%	35,42	43,20	52,56	63,95	77,80	94,66	4,7%	2,7
Ecuador	6,5%	5,3%	4,2%	8,9%	18,83	26,91	34,50	44,25	56,74	72,76	5,6%	3,9
Uruguay	0,6%	3,1%	-6,2%	16,7%	10,12	12,41	14,73	17,50	20,78	24,68	3,6%	2,4
Bolivia	6,4%	6,7%	3,9%	6,1%	6,65	10,53	14,92	16,43	18,02	23,00	5,1%	3,5
Suriname	4,2%	-2,5%	1,1%	0,0%	0,82	0,83	0,86	0,88	0,90	0,92	1,3%	1,1
Guyana	4,8%	11,9%	-1,6%	0,2%	0,82	0,83	0,86	0,88	0,90	0,92	0,5%	1,1
Tot.Suram.	4,6%	4,3%	2,9%	4,0%	988,93	1.201,01	1.455,72	1.761,60	2.133,53	2.589,42	3,9%	2,6
Excedente de generación para exportación												
Paraguay*						50,16	52,18	54,06	55,71	57,04		
Perú**						4,80	10,57	26,48	22,13	16,04		

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. (*) Excedente de generación paraguayana (Tabla C.38 – Tabla C.37), fueron distribuidos por efectos de proyección en un 85% hacia Brasil y en un 15% hacia Argentina, disminuyendo en esta tabla su requerimiento de generación mínima proveniente de la Tabla C.37 en estas cantidades. (**) Los excedentes peruanos no han podido ser descontados a sus receptores (importadores) al no conocerlos, por esta razón fueron separados y no incluidos dentro de su proyecciones totales de generación, aunque en un futuro se podrían orientar hacia Brasil o Chile. Los excedentes peruanos son proyectados bajo un mínimo TCP de 1,7% en su parque de generación térmica bajo sistemas convencionales en la quema de fósiles (gas). Nota 01: Las TCP históricas por período fueron determinadas a partir de los datos estadísticos (excepto 2009 y 2010) presentados por la US-EIA (en línea, Electricity/Generation/Total.Net.Generation); ref.: de 09 de mayo de 2011, mientras que los datos de 2009 y 2010 se los obtuvo de Tabla C.35. Nota 02: Los datos proyectados para la generación de energía eléctrica fueron determinados a partir de la sumatoria de las diferentes proyecciones de cada uno de sus componentes vistos en las Tablas respectivas C.24 (nuclear), C.26 (hidroeléctrica), C.28 (eólica), C.29 (geotérmica) y C.31 (biomasa & residuo) más su diferencial con respecto a Tabla C.37 que implicaría los requerimientos de generación térmica y así cubrir la oferta necesaria. Nota 03.- La suma total de generación eléctrica (Total Suramericano) descuenta ya los excedentes peruanos para los años 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035. Nota 04: La presente Tabla se elaboró contando sólo con el escenario (1) de la Tabla C.37, el cual predice los requerimientos mínimos de generación hacia el 2035, bajo un nivel de pérdidas equivalente al promedio de los últimos cuatro años en su índice pérdidas/generación. Elaboración propia.

Tabla C.38.- Proyección en la generación de energía eléctrica en Suramérica.

Más allá de la metodología seguida para la creación de la Tabla C.38, y luego de las consideraciones tomadas, dicha tabla prevé que la generación eléctrica suramericana pasará de 989,7 mil millones de Kwh, en el 2010, a 2.589,42 mil millones de Kwh hacia el 2035. Es decir, la región incrementará su generación en 1,6 veces o, lo que es lo mismo, presentará una TCP anual de 3,9%. A su vez, países como Brasil y Perú incrementarán su generación al doble, mientras que países como Ecuador lo triplicarían. Por otro lado, Brasil hacia el 2035 representará el 59% del total generado a nivel regional, Argentina el 11%, Venezuela el 9%, Chile el 5% y juntos, estos cuatro países, generarán el 84% del total regional. Es importante mencionar que, de acuerdo a los datos analizados, la generación eléctrica suramericana, bajo un contexto mundial,

pasará de un 4,6%, en el 2010, a un 7,4% ⁽⁴⁰⁾ hacia el 2035. La Tabla D.37, Apéndice D, nos indica la proyección de generación al 2035, pero en unidades de BTU y TEP.

C.8.3. Generación de energía eléctrica por tipo de fuente.

De los 989,7 mil millones de Kwh, generados en Suramérica, según datos del 2010, el 67,2% fueron producidos por energía hidroeléctrica; el 26,9% por sistemas convencionales térmicos; el 2,1% por energía nuclear; el 3,5% a través de Biomasa y Residuos y el 0,2% por energía eólica. Para el año 2035 se proyecta que la región aumentará su generación en 2,6 veces; mientras que la mayor participación, dentro del total generado, será en generación hidroeléctrica con una ponderación del 58%, el cual se verá disminuido por la participación térmica con el 37,2%.

Cabe señalar que las proyecciones presentadas en la Tabla C.39 fueron realizadas en base a las consideraciones expresadas a través de las Tablas C.24, C.26, C.28, C.29, C.31.1 y C.38; es decir, a partir de las proyecciones en generación de las energías nuclear, hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa y residuos, y térmica, respectivamente. Dentro de la Tabla citada, Tabla C.39, la fuente hidroeléctrica caería en casi un 9%, debido principalmente por la participación que se le daría a las fuentes térmicas provenientes de la quema de gas bajo ciclos simples o combinados. En el caso de Uruguay se observa como su parque térmico aumentará con una TCP de 12,6%, esto sucedería al verse limitado en su generación eléctrica basado en otros tipos de fuentes y en vista a la apertura hacia el gas como fuente importante de generación a futuro.

En cuanto a la generación eléctrica, a nivel regional, a través de sus fuentes renovables como eólica, geotérmica y por biomasa y residuos, el porcentaje proyectado hacia el año 2035, para este tipo de fuentes, no augura una gran participación dentro del total. De hecho, por biomasa & residuos se observa una participación del 2,7%; mientras que la eólica, que tiene un gran impulso en la actualidad, solo presenta una ponderación del 0,7%; por otro lado, la generación por fuente geotérmica representará un 0,8% dentro del total regional.

⁴⁰ De acuerdo a la US-EIA (2010a, p.281, Tabla H11) el mundo al 2035 generaría un total de 35.191,0 mil millones de Kw-h.

Proyecc. Generación Eléctrica por tipo de fuente: 1.000 millones de Kw-h							
Región	Histór. 2010	Proyecciones de generación					TCP 2010-35
		2015	2020	2025	2030	2035	
Argentina							
Generación Total	119,23	144,48	170,11	200,18	235,46	276,85	3,4%
Gen. Hidroeléctrica	28,6%	25,6%	23,5%	21,6%	19,9%	18,3%	1,6%
Gen. Térmica	64,2%	69,9%	70,9%	73,0%	74,8%	73,3%	4,0%
Gen. Nuclear	5,6%	6,9%	7,1%	6,1%	5,3%	7,6%	4,7%
Gen. Biom.& Residuos	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	3,8%
Gen. Geotérmica	0,0%	0,7%	0,6%	0,5%	0,4%	0,4%	*
Gen. Eólica	0,0%	0,6%	1,0%	1,2%	1,5%	1,9%	21,8%
Bolivia							
Generación Total	6,65	10,53	14,92	16,43	18,02	23,00	5,1%
Gen. Hidroeléctrica	32,4%	40,2%	51,4%	51,5%	51,9%	44,9%	6,5%
Gen. Térmica	65,1%	47,9%	38,6%	39,3%	39,8%	48,6%	3,9%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	2,6%	5,3%	5,3%	4,8%	4,4%	3,5%	6,4%
Gen. Geotérmica	0,0%	6,7%	4,7%	4,3%	3,9%	3,0%	*
Gen. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Brasil							
Generación Total	508,13	634,99	792,04	986,42	1.226,90	1.524,33	4,5%
Gen. Hidroeléctrica	78,9%	76,1%	73,5%	71,1%	68,9%	66,8%	3,8%
Gen. Térmica	12,6%	22,6%	24,5%	25,9%	28,2%	29,7%	8,1%
Gen. Nuclear	2,9%	2,8%	2,8%	3,1%	2,6%	2,7%	4,2%
Gen. Biom.& Residuos	5,3%	4,8%	4,4%	4,1%	3,8%	3,5%	2,8%
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	5,0%
Chile							
Generación Total	61,77	74,96	86,89	100,73	116,78	135,38	3,2%
Gen. Hidroeléctrica	34,8%	31,9%	30,7%	29,5%	28,4%	27,3%	2,2%
Gen. Térmica	59,5%	57,9%	55,7%	54,5%	53,9%	52,4%	2,7%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	5,3%	5,0%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	2,8%
Gen. Geotérmica	0,0%	4,7%	8,0%	10,3%	11,8%	14,2%	*
Gen. Eólica	0,4%	0,5%	0,6%	0,7%	0,9%	1,2%	8,0%
Colombia							
Generación Total	56,90	60,82	72,24	85,80	101,90	121,03	3,1%
Gen. Hidroeléctrica	70,0%	77,8%	77,8%	77,8%	77,8%	77,8%	3,5%
Gen. Térmica	28,8%	21,1%	21,2%	21,3%	21,4%	21,5%	1,9%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	1,0%	1,0%	0,9%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	2,5%
Ecuador							
Generación Total	18,83	26,91	34,50	44,25	56,74	72,76	5,6%
Gen. Hidroeléctrica	45,4%	62,9%	61,4%	52,9%	45,5%	39,2%	4,9%
Gen. Térmica	53,3%	35,9%	37,6%	46,2%	53,7%	60,2%	6,1%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	1,3%	0,9%	0,7%	0,6%	0,5%	0,4%	0,6%
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,0%	0,2%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	17,3%
Guyana							
Generación Total	0,82	0,83	0,86	0,88	0,90	0,92	0,5%
Gen. Hidroeléctrica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Térmica	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,5%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*

Tabla C.39.- Proyección de generación eléctrica suramericana.

Continúa...

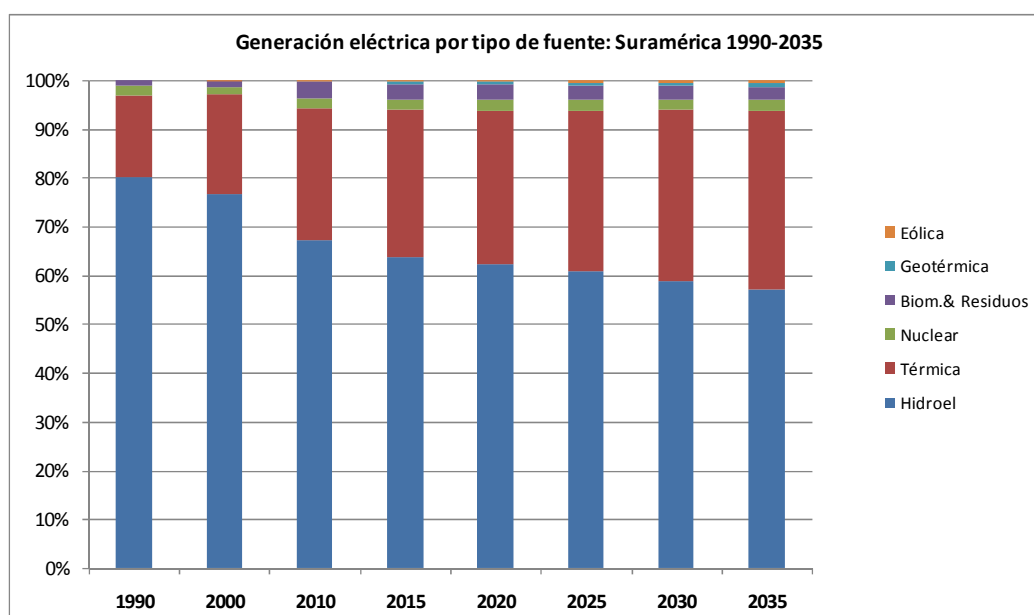
Proyecc. Generación Eléctrica por tipo de fuente: 1.000 millones de Kw-h							
Región	Histór. 2010	Proyecciones de generación					TCP
		2015	2020	2025	2030	2035	2010-35
Paraguay							
Generación Total	53,54	54,17	52,33	40,63	49,45	60,31	0,5%
Gen. Hidroeléctrica	100,00%	108,86%	120,20%	165,17%	144,75%	126,60%	1,4%
Gen. Térmica	0,002%	0,002%	0,002%	0,002%	0,002%	0,002%	0,0%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gen. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Perú							
Generación Total	35,42	48,00	63,13	90,42	99,93	110,70	4,7%
Gen. Hidroeléctrica	54,4%	62,2%	68,4%	75,6%	75,5%	75,2%	6,0%
Gen. Térmica	44,3%	35,6%	29,4%	22,4%	22,0%	21,6%	1,7%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	1,3%	1,1%	1,0%	0,8%	0,8%	0,8%	2,8%
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,0%	1,1%	1,2%	1,3%	1,7%	2,3%	35,9%
Suriname							
Generación Total	1,57	1,67	1,78	1,90	2,03	2,16	1,3%
Gen. Hidroeléctrica	54,9%	54,9%	54,9%	54,9%	54,9%	54,9%	1,3%
Gen. Térmica	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	1,3%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Uruguay							
Generación Total	10,12	12,41	14,73	17,50	20,78	24,68	3,6%
Gen. Hidroeléctrica	82,9%	67,7%	57,0%	48,0%	40,4%	34,0%	0,0%
Gen. Térmica	6,4%	17,2%	26,1%	36,5%	44,2%	50,5%	12,6%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	10,1%	13,6%	14,5%	12,4%	11,4%	10,3%	3,7%
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,6%	1,6%	2,4%	3,1%	4,0%	5,2%	13,2%
Venezuela							
Generación Total	116,70	132,07	153,10	177,49	205,76	238,53	2,9%
Gen. Hidroeléctrica	65,1%	67,0%	61,7%	56,7%	52,2%	48,0%	1,7%
Gen. Térmica	34,9%	33,0%	38,3%	43,3%	47,8%	52,0%	4,6%
Gen. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Biom.& Residuos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Gen. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	*
Tot.Suram.							
Generación Total	989,68	1.201,84	1.456,65	1.762,62	2.134,66	2.590,66	3,9%
Gen. Hidroeléctrica	67,2%	66,5%	64,8%	63,5%	61,1%	58,8%	3,4%
Gen. Térmica	26,9%	31,6%	32,9%	34,4%	36,3%	37,5%	5,3%
Gen. Nuclear	2,1%	2,3%	2,3%	2,5%	2,1%	2,4%	4,4%
Gen. Biom.& Residuos	3,5%	3,3%	3,2%	3,0%	2,8%	2,7%	2,9%
Gen. Geotérmica	0,0%	0,4%	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%	*
Gen. Eólica	0,2%	0,4%	0,4%	0,5%	0,6%	0,7%	8,5%

Tabla C.39.- Proyección de generación eléctrica Suramericana.

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. Nota 01: La generación de energía eléctrica a partir de sistemas convencionales térmicos incluye la producción a partir de la quema por combustibles líquidos, gas y carbón mineral. La generación de electricidad a partir de energía solar y geotérmica es para la región prácticamente nula. Nota 02: Las diferentes proyecciones dados en términos porcentuales (excepto para la generación por sistemas convencionales térmicos) fueron realizadas a partir de las Tablas C.24, C.26, C.28 y C.30. Las proyecciones para la generación por sistemas convencionales térmicos fueron definidas en la Tabla D.35. Elaboración propia.

En consecuencia, la participación conjunta de estos tres tipos de fuentes renovables (biomasa & residuos, geotérmica y eólica), hacia el año 2035, sólo ocupará el 4,1% dentro del total de generación y, como fue expuesto anteriormente, dentro de la sección C.6.4 y C.6.5, la energía solar no ocuparía una participación significativa frente a las demás fuentes por sus altos costos de instalación; así mismo, la participación de la energía mareomotriz será nula a futuro, puesto que su tecnología aún no se encuentra muy desarrollada. En el Apéndice D, en la Tabla D.38, se presentan las proyecciones de generación eléctrica a través de fuente térmica, esto como información complementaria.

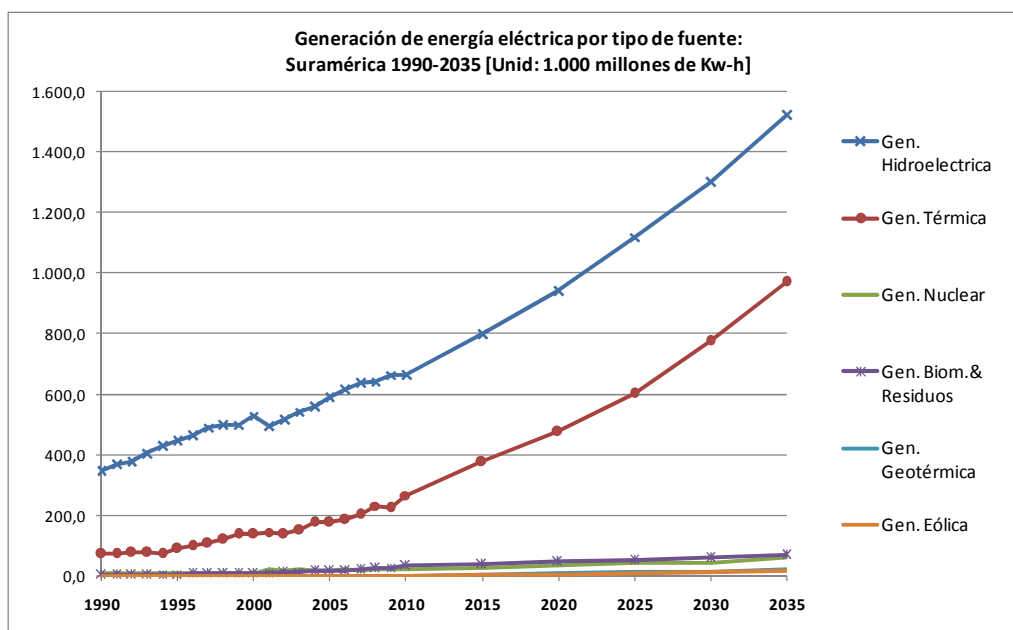
Paralelamente, la Figura C.24.1 muestra en términos porcentuales la participación por cada tipo de fuente dentro del total de generación de energía eléctrica en la región. Además, la Figura C.24.2 indica la evolución histórica de las diferentes fuentes dentro de la generación eléctrica, así como sus proyecciones.



Nota: Este gráfico fue realizado en base a la Tabla C.39. Elaboración propia.

Figura C.24.1.- Participación por tipo de fuente dentro de la generación de energía eléctrica: Suramérica 1990-2035.

En las figuras recién mencionadas se ve claramente como la participación hidroeléctrica pierde terreno frente a la térmica, por otro lado, se observa también la pequeña participación de las demás fuentes renovables en el marco global suramericano, pues en la actualidad se está dando poco impulso a su promoción.



Nota: Este gráfico fue realizado en base a los datos elaborados de la Tabla C.39. Elaboración propia.

Figura C.24.2.- Generación de energía eléctrica por tipo de fuente:
Suramérica: 1990-2035.

C.8.4. Importaciones netas de energía eléctrica en la región.

Con respecto a las importaciones netas de energía eléctrica, se presenta la Tabla C.40; en ella se observa cómo los países de Paraguay, Colombia y Venezuela son exportadores netos (valores negativos) dentro de la región, mientras que Argentina, Brasil, Chile y Ecuador son países importadores netos (valores positivos). Así también, se encuentran países como: Bolivia, Guayana, Perú y Surinam quienes no realizan importaciones ni exportaciones, por lo que cubren sus necesidades a partir de su autoabastecimiento.

En el caso de Uruguay, este país presenta una situación cíclica como exportador e importador neto, entre un año y otro, situación que se genera por los efectos de lluvia que condicionan a sus recursos hidroeléctricos, fuente que representa alrededor del 83% de su total generado. Por tanto, la situación paraguaya se encuentra condicionada por los efectos meteorológicos del fenómeno del niño y de la niña, los que alternan sus ciclos en años lluviosos y en años secos⁴¹.

⁴¹ Para mayores detalles de estos fenómenos, en la región suramericana, se recomienda Meerhoff (2008).

Importaciones netas de energía eléctrica: 1.000 millones de Kw-h						
Región	Período (Promedio de importación)				Año	Año
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10	2009 Imp.Net	2010 Imp.Net
Argentina	1,668	4,768	3,466	5,143	5,53	7,09
Bolivia	0,013	0,006	0,010	0,000	0,00	0,00
Brasil	27,465	39,087	38,598	39,214	39,67	34,37
Chile	0,000	0,024	1,589	2,246	3,62	2,63
Colombia	0,273	0,123	-0,692	-2,617	-5,31	-4,62
Ecuador	0,000	0,005	0,552	1,089	1,10	0,87
Guyana	0,009	0,010	0,000	0,000	0,00	0,00
Paraguay	-27,422	-43,124	-43,691	-44,977	-45,13	-43,82
Perú	0,000	0,001	0,000	0,000	0,00	0,00
Suriname	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00
Uruguay	-2,071	-0,388	-0,174	0,761	0,60	-0,32
Venezuela	-0,236	-0,049	-0,166	-0,739	-0,37	-1,92

Kwh: Kilovatio-hora o Kilowatt-hora. Nota 01: Valores positivos implican importaciones netas (Importaciones>Exportaciones), valores negativos indican exportaciones netas (Importaciones<Exportaciones). Nota 02: La presente tabla se encuentra realizada en base a los datos expuestos (1990-2009) por la US-EIA (en línea, ref.: de 01 de septiembre de 2011), mientras que los datos del 2010 fueron estimados sobre el cálculo de Importaciones = Consumo + Pérdidas - Generación. Elaboración propia.

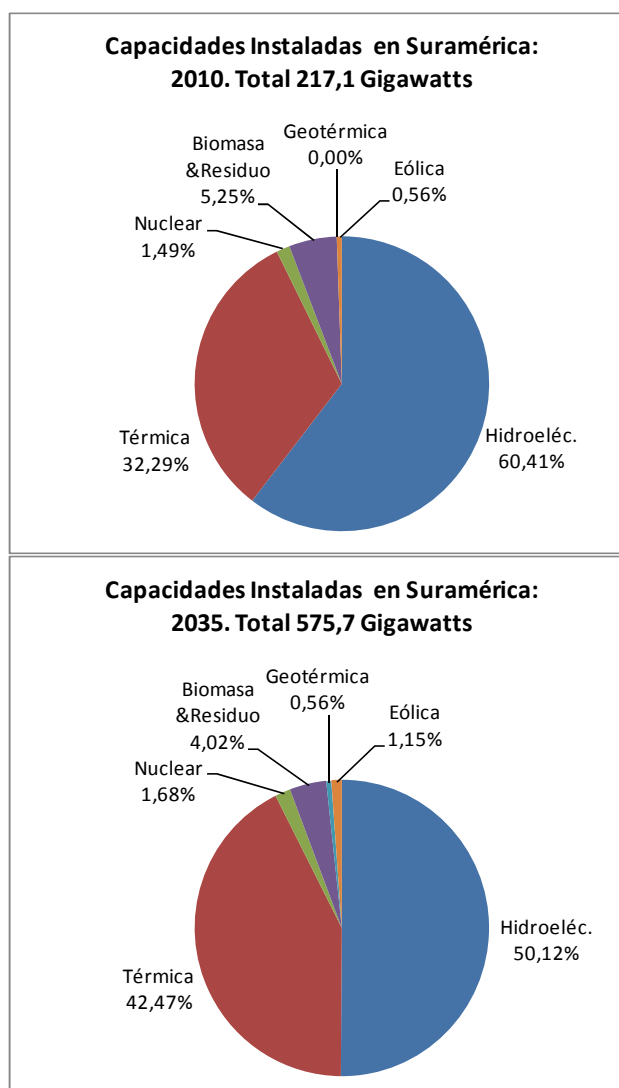
Tabla C.40.- Importaciones netas de energía eléctrica en los países suramericanos.

C.8.5. Capacidades instaladas para la generación eléctrica por tipo de energía.

De acuerdo a la Tabla C.41 la capacidad instalada de la región para generación eléctrica pasará de 217,1 Gigawatts, en el 2010, a 575,7 Gigawatts al 2035. Es decir, esta capacidad instalada deberá aumentar en un 165% (2,7 veces) para adaptarse a los requerimientos eléctricos de la región o, lo que implica, la región deberá tener una Tasa de Crecimiento Promedio Anual del 4%.

Para el 2010, la capacidad hidroeléctrica de la región representó el 60%, mientras que para el año 2035 esta capacidad representará una proporción menor, el cual será del 50%, fundamentalmente, ya que la capacidad térmica bajo sistemas convencionales (energías líquidas, gas, carbón) pasará de un 32% a un 43%; además, las capacidades por biomasa y residuos se reducirán de un 5,3% a un 4%. Por otro lado, la capacidad Geotérmica, entre 2015 y 2035, proyectará un desarrollo del 0% al 0,6%; esto a partir de los proyectos especificados tanto en Argentina, Bolivia y Chile. En cuanto a energía nuclear, este tipo de fuente pasará de representar el 1,5%, en el 2010, a un 1,7% en el 2035, dentro del total de las capacidades suramericanas.

La Tabla D.39, Apéndice D, de manera complementaria nos indica nuevamente la capacidad instalada total para la generación de energía eléctrica en cada uno de los países suramericanos; pero, a diferencia de esta Tabla mostrada aquí, la Tabla D.39 nos muestra de manera porcentual las capacidades provenientes de las distintas fuentes con respecto al total. Por otro lado, la Figura C.25, mostrada a continuación, nos indica dentro del contexto regional la composición porcentual por cada tipo de fuente dentro de las capacidades totales instaladas a nivel regional, tanto para el 2010 como de su proyección al año 2035.



Gigawatts: 1×10^9 (1.000.000.000) Watts. Nota: Este gráfico fue realizado en base a la Tabla C.41. Elaboración propia.

Figura C.25.- Capacidad instalada para generación eléctrica por tipo de fuente: Suramérica 2010 y 2035.

Proyecc. Capacidades Instaladas para Generación Eléctrica: GIGAWATTS								
Región	Histór. 2010	Proyecciones de generación						TCP
		2015	2020	2025	2030	2035	F.Plt.	2010-35
Argentina								
Pot.Instal. Total	32,406	38,643	45,946	53,935	63,313	73,586	42%	3,3%
Pot. Hidroeléct.	9,799	9,923	11,415	12,358	13,378	14,483	40%	1,6%
Pot. Térmica	20,749	25,622	30,605	37,069	44,657	51,444	45%	3,7%
Pot. Nuclear	1,018	1,631	1,957	1,998	2,038	3,425	70%	5,0%
Pot. Biom.& Res.	0,808	0,973	1,173	1,413	1,703	2,052	25%	3,8%
Pot.Geotérmica	0,000	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160	75%	*
Pot. Eólica	0,033	0,334	0,637	0,937	1,376	2,022	30%	17,9%
Bolivia								
Pot.Instal. Total	1,568	2,519	3,099	3,868	4,232	5,450	49%	5,1%
Pot. Hidroeléct.	0,476	0,878	1,592	1,758	1,941	2,143	55%	6,2%
Pot. Térmica	1,014	1,278	1,037	1,640	1,821	2,837	45%	4,2%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,078	0,256	0,364	0,364	0,364	0,364	25%	6,4%
Pot.Geotérmica	0,000	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	75%	*
Pot. Eólica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	0,0%
Brasil								
Pot.Instal. Total	104,394	142,106	175,954	217,668	270,375	334,879	52%	4,8%
Pot. Hidroeléct.	76,295	91,935	110,781	133,492	160,857	193,833	60%	3,8%
Pot. Térmica	16,238	36,399	49,182	64,796	87,626	115,024	45%	8,1%
Pot. Nuclear	2,211	2,720	3,348	4,718	4,871	6,240	75%	4,2%
Pot. Biom.& Res.	8,721	10,012	11,494	13,196	15,150	17,393	35%	2,8%
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,931	1,040	1,149	1,466	1,871	2,388	30%	3,8%
Chile								
Pot.Instal. Total	14,893	17,251	19,257	22,192	25,650	29,563	51%	2,8%
Pot. Hidroeléct.	5,251	5,395	5,539	6,176	6,886	7,677	55%	1,5%
Pot. Térmica	8,395	9,905	11,045	12,523	14,376	16,191	50%	2,7%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	1,074	1,233	1,416	1,626	1,867	2,143	35%	2,8%
Pot.Geotérmica	0,000	0,533	1,061	1,581	2,101	2,934	75%	*
Pot. Eólica	0,172	0,183	0,195	0,286	0,420	0,618	30%	5,2%
Colombia								
Pot.Instal. Total	13,934	14,662	16,573	18,832	22,345	26,517	50%	2,6%
Pot. Hidroeléct.	9,160	9,820	11,663	13,852	16,451	19,539	55%	3,1%
Pot. Térmica	4,476	4,532	4,587	4,643	5,542	6,610	45%	1,6%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,267	0,275	0,283	0,292	0,301	0,310	25%	0,6%
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,031	0,035	0,040	0,045	0,051	0,058	30%	2,5%
Ecuador								
Pot.Instal. Total	5,150	6,102	7,841	10,216	13,278	17,223	48%	4,9%
Pot. Hidroeléct.	2,242	3,514	4,397	4,854	5,359	5,917	55%	4,0%
Pot. Térmica	2,796	2,453	3,287	5,191	7,734	11,108	45%	5,7%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,109	0,112	0,116	0,119	0,123	0,127	25%	0,6%
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,002	0,022	0,041	0,051	0,062	0,072	30%	14,6%
Guyana								
Pot.Instal. Total	0,313	0,319	0,327	0,335	0,343	0,352	30%	0,5%
Pot. Hidroeléct.	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0%	0,0%
Pot. Térmica	0,312	0,318	0,326	0,334	0,342	0,351	30%	0,5%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*

Tabla C.41.- Proyección de capacidades instaladas para generación eléctrica.

Continúa...

Proyecc. Capacidades Instaladas para Generación Eléctrica: GIGAWATTS								
Región	Histór. 2010	Proyecciones de generación						TCP
		2015	2020	2025	2030	2035	F.Pl.	2010-35
Paraguay								
Pot.Instal. Total	8,131	8,416	8,977	9,576	10,215	10,896	79%	1,2%
Pot. Hidroeléct.	8,130	8,415	8,976	9,575	10,213	10,895	80%	1,2%
Pot. Térmica	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	10%	0,0%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Perú								
Pot.Instal. Total	8,341	10,168	12,595	17,040	18,903	21,047	57%	3,8%
Pot. Hidroeléct.	3,418	4,867	7,045	11,143	12,296	13,584	70%	5,7%
Pot. Térmica	4,712	4,850	4,989	5,127	5,578	6,069	45%	1,0%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,210	0,241	0,277	0,318	0,365	0,419	25%	2,8%
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,001	0,209	0,285	0,452	0,664	0,975	30%	33,6%
Suriname								
Pot.Instal. Total	0,398	0,425	0,453	0,483	0,515	0,550	45%	1,3%
Pot. Hidroeléct.	0,196	0,209	0,223	0,238	0,254	0,271	50%	1,3%
Pot. Térmica	0,201	0,215	0,230	0,245	0,261	0,279	40%	1,3%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Uruguay								
Pot.Instal. Total	2,692	2,798	2,921	3,643	4,487	5,509	52%	2,9%
Pot. Hidroeléct.	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538	62%	0,0%
Pot. Térmica	0,984	0,970	0,975	1,620	2,330	3,162	45%	4,8%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,130	0,213	0,271	0,275	0,300	0,323	90%	3,7%
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,040	0,077	0,137	0,209	0,319	0,486	30%	10,5%
Venezuela								
Pot.Instal. Total	24,838	26,102	30,286	35,901	42,464	50,128	56%	2,8%
Pot. Hidroeléct.	14,623	15,050	15,395	16,422	17,518	18,687	70%	1,0%
Pot. Térmica	10,215	11,052	14,891	19,479	24,946	31,442	45%	4,6%
Pot. Nuclear	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot.Geotérmica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Pot. Eólica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0%	*
Tot.Suram.	2010	2015	2020	2025	2030	2035		
Pot.Instal. Total	217,058	269,510	324,230	393,688	476,121	575,702	52%	4,0%
Pot. Hidroeléct.	131,130	151,546	178,565	211,406	246,694	288,569	60%	3,2%
Pot. Térmica	70,093	97,596	121,154	152,669	195,216	244,518	45%	5,1%
Pot. Nuclear	3,229	4,351	5,305	6,716	6,909	9,665	74%	4,5%
Pot. Biom.& Res.	11,396	13,316	15,394	17,603	20,172	23,130	34%	2,9%
Pot.Geotérmica	0,000	0,800	1,328	1,848	2,368	3,201	63%	*
Pot. Eólica	1,210	1,901	2,484	3,446	4,763	6,619	28%	7,0%

Tabla C.41.- Proyección de capacidades instaladas para generación eléctrica.

Gigawatts: 1×10^9 (1.000.000.000) Watts o 1.000 Mw. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. F.Pl: Factor de Planta (η futura). Nota 01: La potencia instalada para la generación de energía eléctrica a partir de sistemas convencionales térmicos incluye a las instalaciones de gas, carbón y combustibles líquidos. Nota 02: Los datos del 2010 se obtuvieron de las diversas fuentes citadas en las Tablas C.25, C.27, C.33 y C.34, con excepción de los datos para biomasa & residuos, que fueron calculados con un η futura entre 25% y 35% (Brasil 35% el resto 25%). Nota 03: Los datos proyectados fueron calculados a partir de los datos elaborados en la Tabla C.39 "Generación Eléctrica" y bajo el Factor de Planta determinados en cada caso y por cada país. Para mayor detalle revisar metodología expuesta en la siguiente página. Elaboración propia.

Metodología para el cálculo de las capacidades instaladas y del factor de planta descritos en la Tabla C.41.

El factor de Planta (η) es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Es el resultado de dividir la energía generada por la planta en un período de tiempo, para este caso 1 año, sobre la energía que hubiera podido generar la planta si lo hubiera hecho a plena carga dentro de dicho período.

$$\eta = \text{Energía}_{\text{generada}} / \text{Energía}_{\text{máxima}} \text{ (Ec. 01).}$$

Para la determinación de los valores proyectados en la Tabla C.41 se halló, primero, el “Factor de Planta” histórico por cada año entre 2005 y 2010, posteriormente, se los promedio entre ellos ($\eta_{\text{histórico}}$). Se cuenta así con este factor para el cálculo futuro en base a las proyecciones en generación eléctrica ($\text{Energía}_{\text{proyectada}}$) y por tipo de fuente.

La cantidad de energía máxima por año, entre 2005 y 2010, fue calculada sobre la potencia instalada (como potencia máxima), por la facilidad que supuso el acceso a estos datos histórico hallados en US-EIA (en línea, ref.: de 08 de mayo de 2011) y en demás fuentes bibliográficas que fueron citadas dentro de la misma Tabla C.41. De esto se presenta la ecuación siguiente:

$$\text{Energía}_{(\text{máx.})} = \text{Pot.}_{(\text{instalada})} * \text{Tiempo} \text{ (Ec. 02).}$$

Donde: Tiempo es igual al número total de horas que tiene un año, 8.760 horas.

De la ecuación Ec. 01 y Ec. 02 se presenta la ecuación Ec. 03, expresión con que se calcula la potencia nominal a contar en los años 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035, con respecto a cada una de sus fuentes: hidroeléctrica, Térmica, Nuclear, Biomasa & Residuos, Geotérmica y Eólica. La Potencia Instalada total resultará de la suma de cada uno de estos factores o fuentes.

$$\text{Potencia}_{(\text{proyectada})} = \text{Energía}_{(\text{proyectada})} / [\eta_{\text{histórico-fuente}} * 8.760 \text{ horas}] \text{ (Ec. 03).}$$

Como paso sugerente, en el caso de querer contar con un η promedio futuro, y poder realizar comparaciones regionales bajo escenarios proyectados, se expone que: en un primer paso, se hallaría el factor de planta en cada una de las proyecciones futuras. Para esto, se tomará la energía total por cada año proyectado y la Potencia Total en base a los sumandos de las fuentes mencionados en el párrafo anterior. Se halla entonces el $\eta_{(\text{proyectado-año})}$, bajo la expresión:

$$\eta_{(\text{proyectado-año})} = \text{Energía}_{(\text{proyectada})} / [\text{Potencia}_{(\text{proyectada})} * 8.760 \text{ horas}] \text{ (Ec. 04).}$$

Finalmente el η_{futuro} será calculado a partir del promedio de los factores de planta para los años 2015, 2020, 2025, 2030 y 2035, siendo este factor relativamente parecido al $\eta_{\text{histórico}}$ dada la metodología del cálculo.

C.8.6. Intensidades energéticas.

El país que consume la mayor cantidad de energía por cada dólar producido (a precios constantes del 2000), a nivel suramericano, ha sido Paraguay que de acuerdo a datos del 2010 registró un índice de 60.265,1 BTU/USD o, lo que es lo mismo, 1,51 Kilogramos Equivalentes de Petróleo (KEP) por cada dólar (a precios constantes del año 2000). A este país le sigue, Surinam con un índice de 24.522,5 BTU/USD (0,616 KEP/USD Const.).

Como país mayormente eficiente dentro del consumo energético, y a nivel regional, se encuentra Uruguay con un consumo de 5.240,2 BTU/USD (0,295 KEP/USD). La Tabla C.41 nos señala las intensidades energéticas por cada país suramericano, en ella, también se muestra la variación entre el 2007-2008, 2008-2009 y 2009-2010. Para la mayoría de los países suramericanos en estos dos últimos años la intensidad energética ha disminuido, por lo que la región ha mejorado dicho índice, aunque las excepciones puntuales son Venezuela y Perú.

De acuerdo a la US-EIA (2010a, p.317, Tabla J3), nos indica que la región conjunta de “Centro & Suramérica” disminuirá su intensidad energética hasta el año 2035 a una Tasa de Crecimiento Promedio anual (TCP) de -1,6%. En dicha fuente, Brasil proyecta una TCP sorprendente de -1,5%. Ahora bien, si analizáramos la intensidad energética de la región suramericana entre 1990 y el 2010 vemos como se marca una diferencia a partir del año 2000, en el cual la eficiencia energética empieza a mejorar; esto según la Figura C.26.

Para poder tener un comparativo mundial podemos observar de manera paralela la Tabla B.17, Apéndice B, en la misma se muestra una lista de intensidades energéticas de 65 países mundiales. Entre ellos, se observa como país mayormente eficiente a Japón, el cual mostró de acuerdo a datos del año 2009 un índice de 3.800 BTU/USD (0,095 KEP/USD); posteriormente, se encontraron Dinamarca y Hong Kong. Entre los países con mayores gastos energéticos, por cada dólar producido, se encuentran: Ucrania, Turkmenistan, Uzbekistan, Kazakstán, Rusia e Irán. En términos generales, el mundo posee una intensidad energética de 11.200 BTU/USD (0,281 KEP/USD).

Intensidad energética: BTU por USD (Constantes del 2000)											
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. 1990 a 2010	Año					
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10		2008		2009		2010	
						Intens.	Variac.	Intens.	Variac.	Intens.	Variac.
Paraguay	54.750,0	73.481,3	75.844,0	65.431,0	13,3%	63.008,7	-2,8%	65.417,7	3,8%	60.265,1	-7,9%
Suriname	41.794,8	39.243,7	32.028,6	27.236,6	-40,8%	26.067,7	-6,2%	25.461,8	-2,3%	24.522,5	-3,7%
Guyana	24.539,7	24.220,7	31.390,3	26.317,4	9,5%	24.638,7	-6,4%	23.956,2	-2,8%	23.308,0	-2,7%
Ecuador	19.592,8	21.113,0	20.847,5	20.488,2	9,6%	20.617,1	-1,3%	20.902,1	1,4%	20.876,7	-0,1%
Bolivia	15.167,6	16.788,3	19.615,8	21.152,8	29,4%	22.132,2	1,3%	21.443,8	-3,1%	20.646,2	-3,7%
Venezuela	20.831,7	22.833,1	25.266,3	20.373,3	-8,4%	19.306,1	-0,8%	19.894,2	3,0%	20.069,5	0,9%
Brasil	11.120,2	12.531,0	12.645,5	12.302,1	8,9%	12.223,4	0,0%	12.193,3	-0,2%	12.298,2	0,9%
Chile	12.671,7	13.057,2	13.545,8	11.948,9	-22,6%	11.556,6	9,2%	11.403,0	-1,3%	10.812,0	-5,2%
Colombia	11.888,6	12.160,2	11.194,2	9.986,9	-15,6%	9.803,2	0,9%	9.939,4	1,4%	9.707,2	-2,3%
Perú	10.402,2	9.921,1	9.729,8	8.740,0	-18,7%	8.238,8	-4,0%	8.372,9	1,6%	8.673,6	3,6%
Argentina	9.095,0	8.883,8	9.765,8	8.532,7	-25,8%	8.300,9	-5,2%	7.982,7	-3,8%	7.621,2	-4,5%
Uruguay	7.428,8	6.616,4	7.529,5	6.020,2	-35,8%	5.821,4	-15,7%	5.666,3	-2,7%	5.240,2	-7,5%
Tot.Suram.	12.115,7	12.973,1	13.383,3	12.201,3	-6,8%	11.961,8	-0,9%	11.904,6	-0,5%	11.753,4	-1,3%

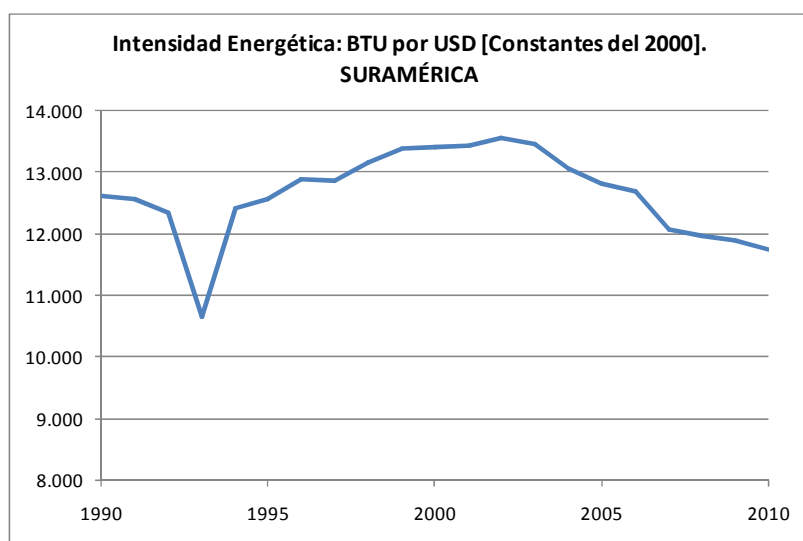
Intensidad energética: KEP por USD (Constantes del 2000)											
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. 1990 a 2010	Año					
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10		2008		2009		2010	
						Intens.	Variac.	Intens.	Variac.	Intens.	Variac.
Paraguay	1,375	1,846	1,905	1,644	13,3%	1,583	-2,8%	1,643	3,8%	1,514	-7,9%
Suriname	1,050	0,986	0,805	0,684	-40,8%	0,655	-6,2%	0,640	-2,3%	0,616	-3,7%
Guyana	0,616	0,608	0,788	0,661	9,5%	0,619	-6,4%	0,602	-2,8%	0,585	-2,7%
Ecuador	0,492	0,530	0,524	0,515	9,6%	0,518	-1,3%	0,525	1,4%	0,524	-0,1%
Bolivia	0,381	0,422	0,493	0,531	29,4%	0,556	1,3%	0,539	-3,1%	0,519	-3,7%
Venezuela	0,523	0,574	0,635	0,512	-8,4%	0,485	-0,8%	0,500	3,0%	0,504	0,9%
Brasil	0,279	0,315	0,318	0,309	8,9%	0,307	0,0%	0,306	-0,2%	0,309	0,9%
Chile	0,318	0,328	0,340	0,300	-22,6%	0,290	9,2%	0,286	-1,3%	0,272	-5,2%
Colombia	0,299	0,305	0,281	0,251	-15,6%	0,246	0,9%	0,250	1,4%	0,244	-2,3%
Perú	0,261	0,249	0,244	0,220	-18,7%	0,207	-4,0%	0,210	1,6%	0,218	3,6%
Argentina	0,228	0,223	0,245	0,214	-25,8%	0,209	-5,2%	0,201	-3,8%	0,191	-4,5%
Uruguay	0,187	0,166	0,189	0,151	-35,8%	0,146	-15,7%	0,142	-2,7%	0,132	-7,5%
Tot.Suram.	0,304	0,326	0,336	0,306	-6,8%	0,300	-0,9%	0,299	-0,5%	0,295	-1,3%

BTU: British Thermal Unit; KEP: Kilogramos Equivalentes de Petróleo. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a KEP fue realizada a través del factor de conversión 1KEP=39.810,22 BTU de acuerdo a los expresado en Apéndice A. Nota 02: La determinación de las intensidades energéticas por país fueron realizados a partir de los datos históricos (excepto 2009 y 2010) del consumo energético obtenidos de la US-EIA (en línea, ref.: 14 de mayo de 2011), mientras que los datos de 2009 y 2010 de BP (en línea, ref.: de 28 de septiembre de 2011). Por otro lado los datos del GDP en dólares americanos y a precios constantes del 2000 por cada país fueron tomados de la base de datos del Banco Mundial (en línea, ref.: de 28 de septiembre de 2011). Elaboración propia.

Tabla C.42.- Intensidad energética de los países suramericanos.

Para un análisis complementario sobre la intensidad energética, con respecto a cada uno de los países suramericanos, se presenta en el Apéndice D la Figura D.4, en ella vemos que países como Paraguay, Guyana y Ecuador han modificado su eficiencia energética a partir del año 2000; pues a partir de ese año se genera un decrecimiento constante de este índice. Para el caso de Venezuela, Argentina y Uruguay, la mejora de su eficiencia (decaimiento de la curva), se genera a partir del 2003; así también, Chile, a partir del año 2005; y, Colombia, a partir del año de 1999. En el caso específico de Bolivia se observa como este índice solo ha decrecido en los dos últimos años, por lo que se ha mostrado antes de ello un crecimiento constante. Para el caso de Brasil, como país mayormente consumidor de energías, refleja un comportamiento casi invariante;

mientras tanto para Perú y Surinam, desde 1990, este índice ha mostrado una mejora en su eficiencia.



BTU: British Thermal Unit. Nota: Elaborado a partir de los datos históricos presentados en la US-EIA (en línea, ref.: de 11 de mayo de 2011) junto con los datos de 2009 y 2010 presentados en la Tabla C.42. Elaboración propia.

Figura C.26.- Intensidad energética suramericana: 1990-2008.

C.9. Emisiones de dióxido de carbono.

Como es previsible el mayor emisor de dióxido de carbono es Brasil que de acuerdo a datos del 2010 emitió el 44,2% del total de emisiones realizadas por el conjunto suramericano, es decir, registró un total de 464 millones de toneladas métricas de CO₂. Posteriormente, se encuentra Argentina, el cual emitió el 16,7% del total regional; en un tercer puesto se encontró Venezuela con el 16,5% y que; junto a Chile con un 7,2% y Colombia con un 6,5%; estos cinco países emitieron el 90% del total de las emisiones suramericanas. Cabe señalar que este total regional representó, según datos del 2010, el 82,5% de la región conjunta de “Centro & Suramérica” y, con respecto al total mundial, este representó el 3,2%. La Tabla C.43 nos muestra los datos señalados y en ella se indica, adicionalmente, los promedios en varios periodos, así como los datos de los dos últimos años.

Por otra parte, la Tabla C.44 nos indica las emisiones per cápita tanto de Suramérica, de la región conjunta de Centro & Suramérica y del mundo. En dicha tabla se observa como el país con mayor índice, en el año 2010, fue Venezuela con 6,36 toneladas métricas per cápita y al cual le siguieron: Argentina (4,24 Ton. per cápita),

Chile (4,18 Ton. per cápita), Surinam (4,02 Ton. per cápita) y, en un quinto puesto, Brasil con 2,3 toneladas métricas per cápita.

Emisiones de dióxido de carbono: Millones de toneladas métricas							
Región	Promedio (Emisiones)			Variac. 1995 a 2010	Año 2009 Emisión	Año 2010	
	1ro 1995-99	2do 2000-04	3ro 2005-10			Emisión	% Total
Brasil	316,21	348,21	411,51	60,5%	425,17	464,01	44,2%
Argentina	131,27	132,58	165,08	46,2%	165,92	175,13	16,7%
Venezuela	132,71	141,29	157,09	39,2%	159,00	173,15	16,5%
Chile	50,62	57,16	66,02	74,1%	62,55	69,92	6,7%
Colombia	59,16	56,51	64,42	25,8%	70,19	67,97	6,5%
Perú	25,70	26,93	34,08	58,9%	35,63	39,31	3,7%
Ecuador	20,04	21,86	27,63	73,0%	27,55	33,38	3,2%
Bolivia	7,84	10,02	13,01	71,3%	13,62	13,12	1,2%
Uruguay	5,70	5,69	7,09	42,5%	7,19	6,65	0,6%
Paraguay	3,24	3,62	3,76	9,5%	3,97	3,66	0,3%
Suriname	1,52	1,77	1,99	29,4%	2,03	1,96	0,2%
Guyana	1,22	1,68	1,56	51,0%	1,52	1,46	0,1%
Total.Suram.	755,22	807,32	953,25	52,2%	974,34	1049,70	100,0%
% C&Suram.	81,0%	79,2%	80,2%		80,4%	82,5%	
% de mundo	3,3%	3,2%	3,2%		3,2%	3,2%	
Tot. C&Suram.	932,56	1.019,41	1.187,76	48,3%	1.211,92	1.271,80	
Total Mundo	22.839,69	25.168,88	30.150,17	49,7%	30.313,25	33.158,40	

Nota: Los datos históricos, para la determinación de los promedios por período, fueron tomados de la US-EIA (en línea), ref.: de 14 de mayo de 2011, correspondiendo a los datos de 1995 a 2009, mientras que los datos de 2010 se los obtuvo de BP (en línea, ref.: de 28 de septiembre de 2011). Elaboración propia.

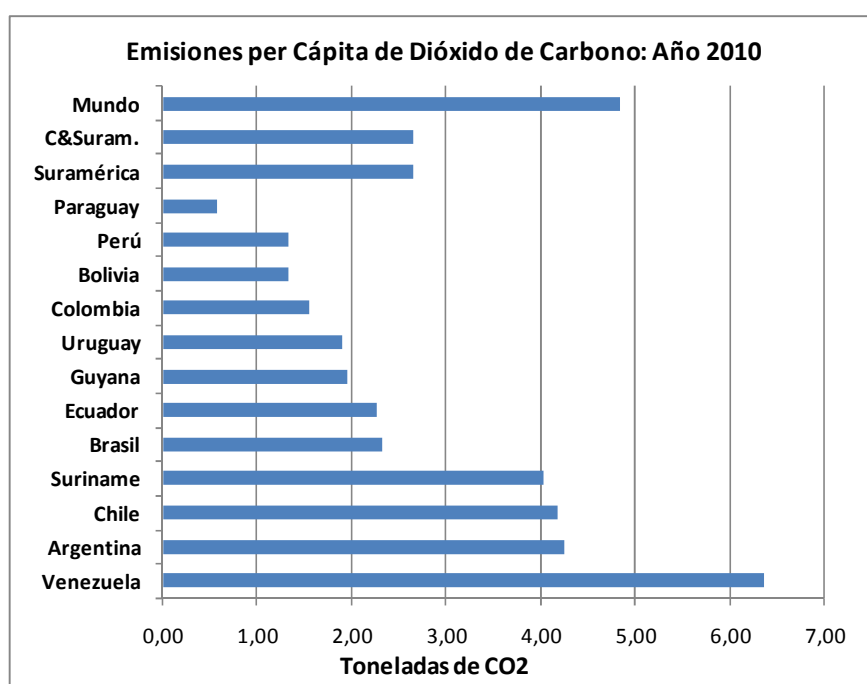
Tabla C.43.- Emisiones totales de dióxido de carbono en los países suramericanos.

Emisiones de dióxido de carbono: Toneladas métrica por persona							
Región	Promedio (Emisiones)			Variac. 1995 a 2010	Año 2009 Emisión	Año 2010 Emisión	Variac. 2009 a 2010
	1ro 1995-99	2do 2000-04	3ro 2005-09				
Venezuela	5,939	5,842	5,985	10,2%	5,929	6,360	7,3%
Argentina	3,634	3,487	4,098	24,7%	4,055	4,236	4,5%
Chile	3,460	3,686	4,033	47,7%	3,768	4,175	10,8%
Suriname	3,672	3,977	4,203	7,2%	4,219	4,019	-4,7%
Brasil	1,874	1,920	2,107	30,5%	2,139	2,307	7,9%
Ecuador	1,702	1,697	1,937	31,8%	1,890	2,257	19,4%
Guyana	1,579	2,151	2,053	55,1%	2,019	1,956	-3,1%
Uruguay	1,744	1,689	2,043	30,7%	2,057	1,893	-7,9%
Colombia	1,573	1,418	1,502	4,0%	1,607	1,537	-4,3%
Bolivia	1,018	1,169	1,367	27,0%	1,394	1,319	-5,4%
Perú	1,035	1,002	1,174	27,2%	1,206	1,314	9,0%
Paraguay	0,637	0,643	0,611	-17,1%	0,631	0,573	-9,1%
Suramérica	2,275	2,262	2,488	23,4%	2,550	2,648	3,9%
C&Suram.	2,311	2,353	2,549	20,7%	2,605	2,650	1,7%
Mundo	3,900	4,030	4,524	24,5%	4,537	4,839	6,7%

Nota: Los datos de 1995 a 2009 de las emisiones de CO₂ per cápita, por cada país, fueron tomados de la US-EIA (en línea, ref.: de 14 de mayo de 2011), mientras que los datos de 2010 fueron estimados tomando las cantidades totales de emisiones de CO₂ de la Tabla C.43 y dividiéndolos para los datos de población cuyos datos provinieron del Banco Mundial (en línea, ref.: de 28 de septiembre de 2011). Elaboración propia.

Tabla C.44.- Emisiones de dióxido de carbono per cápita en los países suramericanos.

Como aspecto posiblemente contradictorio (ver Tabla C.44 y Tabla C.42), Paraguay es el país con mayor eficiencia per cápita (0,573 Ton. per cápita), mientras tanto su intensidad energética se registra como la mayor en Suramérica (60.265,1 BTU/USD - 1,51 KEP). Según el análisis realizado, a este aspecto, se le confiere dos situaciones paralelas, la primera, que es un país que consume gran cantidad de energía por un monto de ingresos algo modesto o, tal vez, recibe modestos ingresos como contraparte de la generación que exporta. La segunda situación, pues genera una gran cantidad de energías sin que ésta provenga de fuentes fósiles, por lo que se traduce en bajos niveles de emisiones de CO₂. En otro orden, la figura C.27 nos muestra las emisiones de dióxido de carbono per cápita por cada país suramericano.



Nota: Elaborado a partir de los datos presentados en la Tabla C.44. Elaboración propia.

Figura C.27.- Emisiones per Cápita de Dióxido de Carbono: 2010.

C.10. Consumos energéticos: Casos adicionales a partir de un panorama de mayores y menores tasas de crecimiento por país.

De acuerdo al análisis realizado en la Tabla B.19, Apéndice B, se plantea ahora dos casos adicionales al caso de referencia mostrado a lo largo de este capítulo. Estos dos casos comprenden dos situaciones adicionales para los países suramericanos; la primera situación se corresponde con una alta tasa de crecimiento regional, mientras que

la segunda es una situación en el que se presenta una baja tasa de crecimiento. Para la situación de una alta tasa de crecimiento regional, se asume añadir un +0,5% al GDP, de manera anual a las proyecciones asumidas por cada país y, para el adverso, esta equivale a disminuir en -0,5% a las proyecciones de crecimiento anual del GDP asumidas en los países (US-EIA, 2010a). Según el análisis realizado, en la Tabla B.19, se prevé que a partir de una situación de alta tasa de crecimiento regional del GDP, los consumos energéticos totales para la región de “Centro & Suramérica” se incrementarán en un 10,94%, mientras que para el caso desfavorable estos disminuirán en un -9,85% con respecto al caso de referencia analizado. Bajo este planteamiento la Tabla C.45 nos muestra los dos panoramas adicionales para el caso suramericano.

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo total de energías: Cuatrillón de BTU.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	11,324	12,184	14,540	17,353	20,709	24,715	3,2%	14,993	17,893	21,355	25,485	30,415	4,0%
Argentina	3,260	3,407	3,949	4,578	5,307	6,153	2,6%	4,192	4,860	5,634	6,531	7,571	3,4%
Venezuela	3,170	3,345	3,915	4,583	5,365	6,280	2,8%	4,116	4,818	5,640	6,602	7,729	3,6%
Colombia	1,440	1,504	1,744	2,022	2,344	2,717	2,6%	1,851	2,146	2,488	2,884	3,344	3,4%
Chile	1,172	1,225	1,420	1,646	1,909	2,213	2,6%	1,508	1,748	2,026	2,349	2,723	3,4%
Perú	0,798	0,896	1,117	1,392	1,735	2,162	4,1%	1,103	1,375	1,713	2,135	2,660	4,9%
Ecuador	0,518	0,563	0,679	0,818	0,985	1,187	3,4%	0,693	0,835	1,006	1,213	1,461	4,2%
Bolivia	0,253	0,284	0,354	0,441	0,549	0,684	4,1%	0,349	0,435	0,542	0,676	0,842	4,9%
Uruguay	0,164	0,173	0,202	0,237	0,277	0,325	2,8%	0,213	0,249	0,292	0,341	0,400	3,6%
Paraguay	0,134	0,146	0,176	0,212	0,256	0,308	3,4%	0,180	0,217	0,261	0,315	0,379	4,2%
Suriname	0,035	0,034	0,036	0,039	0,041	0,044	0,9%	0,042	0,045	0,048	0,051	0,054	1,7%
Guyana	0,021	0,019	0,020	0,020	0,021	0,021	0,1%	0,024	0,024	0,025	0,026	0,026	0,9%
Tot.Suram.	22,3	23,8	28,2	33,3	39,5	46,8	3,0%	29,3	34,6	41,0	48,6	57,6	3,9%

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo total de energías: Millones de TEP.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	284,45	306,04	365,24	435,89	520,20	620,83	3,2%	376,62	449,47	536,41	640,17	764,00	4,0%
Argentina	81,88	85,57	99,20	115,00	133,31	154,55	2,6%	105,30	122,07	141,52	164,06	190,19	3,4%
Venezuela	79,62	84,02	98,35	115,13	134,77	157,76	2,8%	103,40	121,04	141,68	165,85	194,14	3,6%
Colombia	36,16	37,79	43,81	50,79	58,87	68,25	2,6%	46,50	53,91	62,50	72,45	83,99	3,4%
Chile	29,45	30,77	35,67	41,36	47,94	55,58	2,6%	37,87	43,90	50,89	59,00	68,40	3,4%
Perú	20,04	22,52	28,06	34,97	43,58	54,30	4,1%	27,71	34,53	43,03	53,63	66,83	4,9%
Ecuador	13,02	14,15	17,05	20,54	24,75	29,82	3,4%	17,41	20,98	25,28	30,46	36,70	4,2%
Bolivia	6,34	7,13	8,88	11,07	13,79	17,19	4,1%	8,77	10,93	13,62	16,97	21,15	4,9%
Uruguay	4,12	4,34	5,09	5,95	6,97	8,16	2,8%	5,35	6,26	7,33	8,58	10,04	3,6%
Paraguay	3,38	3,67	4,42	5,33	6,42	7,74	3,4%	4,52	5,44	6,56	7,90	9,52	4,2%
Suriname	0,89	0,85	0,91	0,97	1,04	1,10	0,9%	1,05	1,12	1,19	1,27	1,36	1,7%
Guyana	0,53	0,49	0,50	0,51	0,52	0,54	0,1%	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,9%
Tot.Suram.	559,9	597,3	707,2	837,5	992,2	1175,8	3,0%	735,1	870,3	1030,6	1221,0	1447,0	3,9%

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$, de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Esta tabla está desarrollada en base a la Tabla C.2 y modificada para el caso de situación de alta y baja tasa de crecimiento sobre los porcentajes detallados en la Tabla B.19, en lo concerniente a las proyecciones de “Centro y Suramérica”. Elaboración propia.

Tabla C.45.- Proyección en el consumo total de energía bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.

Para las predicciones en el consumo de “energías líquidas”, a partir de una situación de una alta y baja tasa de crecimiento, en los países suramericanos, se presenta la Tabla C.46. En dicha tabla estas cifras se incrementarán, en el caso favorable, en un 12,30% con respecto a los valores referenciales expresados en la Tabla D.14; pero se verán disminuidos en un -11% para el caso adverso. Es importante indicar que los porcentajes son tomados de la Tabla B.21, los cuales ya fueron analizados dentro de su sección respectiva.

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de energías líquidas: Cuatrill.de BTU.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	5,178	5,415	6,381	7,464	8,805	10,280	2,8%	6,833	8,052	9,419	11,111	12,971	3,7%
Venezuela	1,362	1,473	1,857	2,318	2,870	3,531	3,9%	1,858	2,343	2,924	3,621	4,455	4,9%
Argentina	1,119	1,271	1,646	2,115	2,670	3,237	4,3%	1,604	2,077	2,669	3,369	4,085	5,3%
Colombia	0,598	0,626	0,735	0,861	1,008	1,178	2,7%	0,790	0,927	1,087	1,272	1,486	3,7%
Chile	0,562	0,551	0,623	0,720	0,846	0,966	2,2%	0,695	0,785	0,908	1,067	1,219	3,1%
Ecuador	0,419	0,412	0,516	0,672	0,869	1,118	4,0%	0,520	0,651	0,847	1,097	1,411	5,0%
Perú	0,383	0,242	0,307	0,319	0,550	0,850	3,2%	0,305	0,388	0,402	0,693	1,073	4,2%
Bolivia	0,119	0,057	0,028	0,003	0,000	0,030	*	0,072	0,036	0,004	0,000	0,038	*
Uruguay	0,070	0,085	0,115	0,157	0,205	0,262	5,4%	0,107	0,146	0,198	0,258	0,331	6,4%
Paraguay	0,067	0,073	0,088	0,106	0,128	0,154	3,3%	0,092	0,111	0,134	0,161	0,194	4,3%
Suriname	0,027	0,026	0,027	0,029	0,031	0,033	0,8%	0,032	0,034	0,037	0,039	0,042	1,8%
Guyana	0,021	0,019	0,020	0,020	0,021	0,021	0,0%	0,024	0,025	0,025	0,026	0,027	1,0%
Tot.Suram.	9,92	10,25	12,34	14,78	18,00	21,66	3,2%	12,93	15,57	18,65	22,71	27,33	4,1%

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de energías líquidas: Millones de TEP													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	130,08	136,03	160,29	187,50	221,18	258,22	2,8%	171,65	202,26	236,59	279,09	325,82	3,7%
Venezuela	34,22	37,00	46,64	58,22	72,09	88,69	3,9%	46,68	58,85	73,46	90,97	111,91	4,9%
Argentina	28,10	31,92	41,35	53,14	67,07	81,32	4,3%	40,28	52,17	67,05	84,63	102,61	5,3%
Colombia	15,01	15,72	18,46	21,64	25,32	29,58	2,7%	19,84	23,29	27,30	31,95	37,32	3,7%
Chile	14,13	13,83	15,64	18,08	21,24	24,26	2,2%	17,45	19,73	22,82	26,80	30,62	3,1%
Ecuador	10,52	10,36	12,95	16,87	21,83	28,09	4,0%	13,07	16,34	21,29	27,54	35,45	5,0%
Perú	9,61	6,07	7,72	8,01	13,80	21,35	3,2%	7,66	9,74	10,11	17,42	26,95	4,2%
Bolivia	2,98	1,44	0,71	0,08	0,00	0,75	*	1,82	0,90	0,10	0,00	0,95	*
Uruguay	1,75	2,13	2,90	3,94	5,14	6,58	5,4%	2,69	3,66	4,97	6,49	8,31	6,4%
Paraguay	1,70	1,83	2,21	2,66	3,21	3,86	3,3%	2,31	2,79	3,36	4,04	4,87	4,3%
Suriname	0,68	0,64	0,69	0,73	0,78	0,83	0,8%	0,81	0,86	0,92	0,98	1,05	1,8%
Guyana	0,53	0,48	0,49	0,50	0,52	0,53	0,0%	0,61	0,62	0,64	0,65	0,67	1,0%
Tot.Suram.	249.3	257.5	310.0	371.4	452.2	544.1	3,2%	324.9	391.2	468.6	570.6	686.5	4,1%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP es realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU. Nota 02: Esta tabla está desarrollada en base a la Tabla D.14 y modificada para el caso de alta y baja tasa de crecimiento sobre los porcentajes detallados en la Tabla B.21, y para las proyecciones de “Centro y Suramérica”. Elaboración propia.

Tabla C.46.- Proyección en el consumo de energías líquidas bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.

Con respecto al consumo de gas natural seco, para las situaciones de una alta y baja tasa de crecimiento, se presenta la Tabla C.47. En esta tabla se incrementan los datos referenciales, presentados en la Tabla D.19, en un 16,50%, y, por otro lado, serán

disminuidos en un -14,30% para el caso adverso, estos porcentajes según valoraciones presentadas en la Tabla B.21. En dicha Tabla C.47 se puede ver como para un crecimiento favorable del GDP suramericano la TCP del consumo de gas sería de 3,2%, para el período comprendido entre 2010 y el 2035. Y para el caso de crecimiento ralentizado del GDP, situación de baja tasa de crecimiento, la TCP se encontraría en 1,9%.

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de gas natural seco: Cuatrillones de BTU.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Argentina	1,604	1,459	1,549	1,644	1,745	1,852	0,6%	1,983	2,105	2,235	2,372	2,518	1,8%
Venezuela	1,057	1,013	1,135	1,271	1,425	1,596	1,7%	1,377	1,543	1,728	1,937	2,170	2,9%
Brasil	0,921	0,962	1,171	1,425	1,733	2,109	3,4%	1,308	1,592	1,936	2,356	2,866	4,6%
Colombia	0,298	0,282	0,311	0,344	0,379	0,419	1,4%	0,383	0,423	0,467	0,516	0,570	2,6%
Perú	0,178	0,318	0,347	0,379	0,413	0,451	3,8%	0,433	0,472	0,515	0,562	0,612	5,1%
Chile	0,174	0,157	0,165	0,174	0,182	0,192	0,4%	0,214	0,225	0,236	0,248	0,261	1,6%
Bolivia	0,111	0,145	0,186	0,254	0,309	0,341	4,6%	0,198	0,253	0,345	0,420	0,464	5,9%
Ecuador	0,014	0,013	0,013	0,014	0,015	0,016	0,6%	0,017	0,018	0,019	0,021	0,022	1,9%
Uruguay	0,002	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	1,1%	0,002	0,002	0,002	0,002	0,003	2,3%
Tot.Suram.	4,36	4,35	4,88	5,51	6,20	6,98	1,9%	5,92	6,63	7,48	8,43	9,49	3,2%

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de gas natural seco: Millones de TEP													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Argentina	40,29	36,65	38,90	41,29	43,83	46,52	0,6%	49,82	52,88	56,13	59,58	63,24	1,8%
Venezuela	26,55	25,44	28,51	31,94	35,78	40,09	1,7%	34,59	38,75	43,42	48,65	54,50	2,9%
Brasil	23,14	24,17	29,41	35,78	43,53	52,97	3,4%	32,86	39,98	48,64	59,18	72,00	4,6%
Colombia	7,49	7,08	7,82	8,63	9,53	10,52	1,4%	9,63	10,63	11,74	12,96	14,31	2,6%
Perú	4,46	8,00	8,72	9,51	10,38	11,32	3,8%	10,87	11,86	12,93	14,11	15,38	5,1%
Chile	4,38	3,95	4,15	4,36	4,58	4,82	0,4%	5,37	5,64	5,93	6,23	6,55	1,6%
Bolivia	2,79	3,65	4,67	6,38	7,76	8,57	4,6%	4,97	6,35	8,67	10,55	11,65	5,9%
Ecuador	0,35	0,32	0,34	0,36	0,38	0,41	0,6%	0,43	0,46	0,49	0,52	0,55	1,9%
Uruguay	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	1,1%	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	2,3%
Tot.Suram.	109,5	109,3	122,6	138,3	155,8	175,3	1,9%	148,6	166,6	188,0	211,8	238,3	3,2%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP es realizada a través del factor de conversión 1 TEP=39.810.220 BTU. Nota 02: Esta tabla está desarrollada en base a la Tabla D.19, modificada para el caso de alta y baja tasa de crecimiento sobre los porcentajes detallados en la Tabla B.21, y realizada para las proyecciones de "Centro y Suramérica". Elaboración propia.

Tabla C.47.- Proyección en el consumo de gas natural seco bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.

En este mismo orden, la Tabla C.48 nos señala el consumo de carbón mineral bajo la situación de un alta y baja tasa de crecimiento del GDP. Para el caso favorable se incrementará en un 11,80% los datos reflejados dentro del caso referencial, en su Tabla D.26; y para el caso adverso, bajas tasa de crecimiento suramericanos, los datos referenciales se los ha disminuido en un -11,80%. Estos porcentajes en mención están de acuerdo a lo señalado en la Tabla B.21.

En esta Tabla C.48 se puede observar la TCP anual para el caso favorable, el cual será de 4,8%, mientras tanto, para el caso desfavorable esta TCP se encontraría en un 3,8%. Bajo las situaciones establecidas, el incremento con respecto al 2010 del total consumido por la región suramericana sería de 2,54 veces, en la condición de una alta tasa de crecimiento; a su vez, para el caso desfavorable este crecimiento sería de 1,31 veces. De igual manera que en los casos anteriores, la tabla en mención, muestra los valores tanto en BTU como en TEP.

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de carbón mineral: Cuatrillones de BTU.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	0,507	0,587	0,771	1,013	1,330	1,746	5,1%	0,744	0,977	1,284	1,686	2,213	6,1%
Chile	0,191	0,184	0,202	0,220	0,241	0,264	1,3%	0,234	0,256	0,279	0,306	0,334	2,3%
Colombia	0,149	0,149	0,168	0,190	0,215	0,243	2,0%	0,188	0,213	0,241	0,273	0,309	3,0%
Perú	0,045	0,044	0,048	0,052	0,057	0,062	1,3%	0,055	0,060	0,066	0,072	0,079	2,3%
Argentina	0,039	0,040	0,046	0,054	0,062	0,072	2,5%	0,051	0,059	0,068	0,079	0,092	3,5%
Venezuela	0,009	0,010	0,011	0,013	0,015	0,017	2,5%	0,012	0,014	0,016	0,019	0,022	3,5%
Uruguay	6,0E-05	5,4E-05	5,4E-05	5,4E-05	5,4E-05	5,5E-05	-0,4%	6,8E-05	6,8E-05	6,9E-05	6,9E-05	6,9E-05	0,5%
Paraguay	1,1E-05	9,6E-06	9,6E-06	9,7E-06	9,7E-06	9,8E-06	-0,4%	1,2E-05	1,2E-05	1,2E-05	1,2E-05	1,2E-05	0,5%
Tot.Suram.	0,94	1,01	1,25	1,54	1,92	2,41	3,8%	1,28	1,58	1,95	2,43	3,05	4,8%

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de carbón mineral: Millones de TEP.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	12,736	14,751	19,371	25,437	33,403	43,863	5,1%	18,698	24,554	32,243	42,340	55,600	6,1%
Chile	4,804	4,633	5,065	5,538	6,054	6,619	1,3%	5,873	6,420	7,019	7,674	8,390	2,3%
Colombia	3,740	3,733	4,223	4,778	5,406	6,116	2,0%	4,731	5,353	6,056	6,852	7,753	3,0%
Perú	1,137	1,096	1,198	1,310	1,432	1,566	1,3%	1,389	1,519	1,660	1,815	1,985	2,3%
Argentina	0,982	1,004	1,164	1,349	1,564	1,814	2,5%	1,273	1,476	1,711	1,983	2,299	3,5%
Venezuela	0,236	0,241	0,280	0,324	0,376	0,436	2,5%	0,306	0,354	0,411	0,476	0,552	3,5%
Uruguay	1,5E-03	1,3E-03	1,4E-03	1,4E-03	1,4E-03	1,4E-03	-0,4%	1,7E-03	1,7E-03	1,7E-03	1,7E-03	1,7E-03	0,5%
Paraguay	2,7E-04	2,4E-04	2,4E-04	2,4E-04	2,4E-04	2,5E-04	-0,4%	3,0E-04	3,1E-04	3,1E-04	3,1E-04	3,1E-04	0,5%
Tot.Suram.	23,64	25,46	31,30	38,74	48,24	60,42	3,8%	32,27	39,68	49,10	61,14	76,58	4,8%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP es realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU. Nota 02: Esta tabla está desarrollada en base a la Tabla D.26 y modificada para el caso de alta y baja tasa de crecimiento, sobre los porcentajes detallados en la Tabla B.21, y para las proyecciones de "Centro y Suramérica". Elaboración propia.

Tabla C.48.- Proyección en el consumo de carbón mineral bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.

Con respecto a las proyecciones de energía nuclear, según la situación de una alta y baja tasa de crecimiento del GDP, para Argentina y Brasil, estos valores se mantienen inalterables con respecto a la Tabla D.28, pues cabe recordar que en esta Tabla se proyectó el consumo de este tipo de energías al año 2035, en ella se prevé que este consumo tendría una TCP del 4,4% entre el 2010 y el 2035. Para el caso de Brasil, este país pasaría de 14,52 mil millones de Kwh a 41,00 mil millones de Kwh, es decir, tendría un incremento de 2,8 veces. Mientras tanto, Argentina, pasaría de 6,69 mil

millones de Kwh a 21,00 mil millones de Kwh o, lo que implica, este país tendrá un incremento de 3,1 veces.

Para las proyecciones en el consumo de energías renovables, bajo la situación de alta y baja tasa de crecimiento del GDP, se presenta la Tabla C.49. Para el caso de una alta tasa de crecimiento, los valores referenciales fueron aumentados en un 7,80%, datos originales que fueron presentados en la Tabla C.31. Y para el caso de la situación de baja tasa de crecimiento, estos valores fueron disminuidos en un -6,70%; a su vez, se indica que estos porcentajes fueron establecidos según la Tabla B.21. De acuerdo a la Tabla C.49, bajo una situación de alta tasa de crecimiento, el consumo tendría una TCP anual de 3,8% o un incremento de 2,54 veces. Para la situación de baja tasa de crecimiento el consumo tendría una TCP anual de 3,2% o un incremento de 2,20 veces.

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de energías renovables: Cuatrillones de BTU.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	4,567	5,091	6,056	7,213	8,600	10,264	3,3%	5,882	6,997	8,333	9,936	11,859	3,9%
Venezuela	0,741	0,805	0,859	0,916	0,977	1,042	1,4%	0,930	0,992	1,058	1,129	1,204	2,0%
Argentina	0,420	0,453	0,495	0,540	0,592	0,652	1,8%	0,524	0,572	0,624	0,684	0,753	2,4%
Colombia	0,395	0,437	0,518	0,614	0,728	0,864	3,2%	0,505	0,598	0,709	0,841	0,998	3,8%
Chile	0,244	0,324	0,424	0,527	0,635	0,790	4,8%	0,375	0,490	0,609	0,734	0,913	5,4%
Perú	0,192	0,281	0,405	0,639	0,709	0,790	5,8%	0,325	0,468	0,738	0,819	0,912	6,4%
Uruguay	0,092	0,094	0,099	0,101	0,106	0,112	0,8%	0,108	0,115	0,117	0,122	0,129	1,3%
Ecuador	0,086	0,157	0,196	0,216	0,239	0,264	4,6%	0,181	0,226	0,250	0,276	0,305	5,2%
Paraguay	0,067	0,076	0,092	0,113	0,137	0,167	3,7%	0,088	0,107	0,130	0,158	0,192	4,3%
Bolivia	0,023	0,057	0,091	0,098	0,106	0,115	6,7%	0,066	0,105	0,113	0,123	0,133	7,3%
Suriname	0,008	0,008	0,009	0,009	0,010	0,011	1,0%	0,010	0,010	0,011	0,012	0,012	1,6%
Tot.Suram.	6,84	7,78	9,24	10,99	12,84	15,07	3,2%	8,99	10,68	12,69	14,83	17,41	3,8%

Casos de alta y baja tasa de crecimiento del GDP.- Consumo de energías renovables: Millones de TEP.													
País	Histór.	Caso: Baja tasa de crecimiento GDP						Caso: Alta tasa de crecimiento GDP					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP	2015	2020	2025	2030	2035	TCP
Brasil	114,73	127,87	152,12	181,17	216,01	257,81	3,3%	147,74	175,76	209,33	249,59	297,88	3,9%
Venezuela	18,61	20,22	21,57	23,01	24,54	26,18	1,4%	23,36	24,92	26,58	28,36	30,25	2,0%
Argentina	10,54	11,39	12,44	13,57	14,86	16,37	1,8%	13,16	14,38	15,68	17,17	18,92	2,4%
Colombia	9,92	10,97	13,01	15,42	18,29	21,70	3,2%	12,68	15,03	17,82	21,14	25,07	3,8%
Chile	6,13	8,15	10,65	13,24	15,96	19,84	4,8%	9,42	12,31	15,30	18,44	22,92	5,4%
Perú	4,83	7,07	10,18	16,05	17,82	19,84	5,8%	8,17	11,77	18,54	20,58	22,92	6,4%
Uruguay	2,32	2,35	2,49	2,55	2,66	2,80	0,8%	2,72	2,88	2,94	3,07	3,24	1,3%
Ecuador	2,15	3,94	4,92	5,44	6,00	6,62	4,6%	4,55	5,69	6,28	6,93	7,65	5,2%
Paraguay	1,68	1,91	2,32	2,83	3,44	4,18	3,7%	2,21	2,68	3,27	3,97	4,83	4,3%
Bolivia	0,57	1,44	2,28	2,46	2,67	2,89	6,7%	1,66	2,64	2,85	3,08	3,34	7,3%
Suriname	0,21	0,21	0,22	0,24	0,25	0,27	1,0%	0,24	0,26	0,28	0,29	0,31	1,6%
Tot.Suram.	171,7	195,5	232,2	276,0	322,5	378,5	3,2%	225,90	268,31	318,86	372,63	437,33	3,8%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP es realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU. Nota 02: Esta tabla está desarrollada en base a la Tabla C.31 y modificada para el caso de alta y baja tasa de crecimiento sobre los porcentajes detallados en la Tabla B.21 para las proyecciones de “Centro y Suramérica”. Elaboración propia.

Tabla C.49.- Proyección en el consumo de energías renovables bajo los casos de alta y baja tasa de crecimiento en los países suramericanos.

Cabe señalar que estos dos escenarios, tanto para la situación de una alta tasa de crecimiento regional como para el caso de un bajo crecimiento, fueron planteados como referencia al informe IEO-2010 (US-EIA, 2010a). Adicionalmente, este informe IEO-2010 presenta dos situaciones basadas en un alto y bajo precio de petróleo para las proyecciones al año de 2035. Para el caso de altos precios, el informe establece un techo de 210,00 dólares por barril y, para el caso de un bajo precio, el informe establece un piso de 51,00 dólares. Sin embargo, dado la variabilidad de precios que se han sucedido en los últimos meses, no se consideró oportuno establecer estas dos situaciones adicionales dentro de este trabajo. No obstante, los porcentajes para estas situaciones a partir de los precios del petróleo fueron calculados previamente en la Tabla B.22 (Apéndice B). Dentro de la tabla en mención (B.22) y respecto a la región suramericana, una situación de bajos precios tendría un incremento en el consumo energético de un 1,7%; mientras que para una situación de altos precios de petróleo el consumo de las energías totales disminuiría en un 2,9%.

C.11. Conclusiones del Apéndice C.

El marco de este estudio encerró a la región suramericana, el cual está comprendido por los países que conforman a su vez a UNASUR, por tanto, comprende a los países de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guayana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. Dentro de su desarrollo se pudo observar el perfil energético de cada uno de los doce países de la región en sus diferentes campos, los cuales incluyeron: energías primarias totales, energías líquidas, gas, carbón, energía nuclear y energías renovables. Adicionalmente, se cubrió el tema en cuanto a generación y consumo de energía eléctrica.

Como parte fundamental, del presente estudio, se realizó la prospectiva en cada uno de los campos energéticos anteriormente citados, pues se requería contar con un panorama energético completo que nos permita conocer la situación suramericana tanto del presente como del futuro, específicamente, hacia el año 2035. De acuerdo a esto, se planteó un conjunto de conclusiones por cada campo de estudio, los cuales serán mencionadas a continuación.

i. **Energías primarias.**

Respecto al “**consumo total de energías primarias**”, según datos del 2010, la región consumió un total de 22,3 Cuatrillones de BTU ($22,3 \times 10^{15}$ BTU) o, lo que implica, un total de 559,9 millones de TEP ($559,9 \times 10^6$ TEP). Por su parte, dicho consumo aumentará en 2,34 veces hacia el año 2035 de acuerdo a las proyecciones realizadas, lo que representará a su vez una Tasa de Crecimiento Promedio Anual (TCP) del 3,4% entre ambos años (2010-2035). Cabe mencionar también que el consumo energético generado por la región, en el 2010, equivalió al 4,4% del total mundial y un 85,1% del consumido dentro de la región conjunta de “Centro & Suramérica”, región que incluye a los países del Caribe.

De los doce países citados dentro del estudio, los mayores consumidores energéticos a nivel regional, los mismos que albergaron el 90% del total, fueron para 2010: Brasil (50,8%), Argentina (14,6%), Venezuela (14,2%), Colombia (6,5%) y Chile (5,3%), mientras que el resto de países alcanzaron un total conjunto de 1,92 Cuatrillones de BTU (48,3 millones de TEP). Para el año 2035 se proyecta que estas proporciones de consumo se modificarán imperceptiblemente; es así, como estos cinco países representarán aún el 90% del total consumido. Por su parte, Brasil, hacia el 2035, mantendrá su posición indiscutible de mayor consumidor, pero con una participación del 52,8% del total regional, por otro lado, Argentina pasará a representar un 13,1%, Venezuela un 13,4%, Colombia un 5,8% y Chile un 4,7% del total suramericano.

ii. **Energías líquidas.**

Con respecto al “**consumo de energías líquidas**”, se define de antemano que este grupo energético lo componen, por un lado: (i) Líquidos petróleo, los que a su vez abarcan a los combustibles producidos por las refinerías, pérdidas de refinamiento, petróleo como combustible, gases licuados de petróleo, asfalto, coque, gasolina de aviación, lubricantes, naftas, cera de parafina, materia prima petroquímica, aceites sin terminar, componentes de mezclas; y, por otro, (ii) Biocombustibles comprendido por etanol y biodiesel. Para el año 2010, Suramérica consumió un total de energías líquidas equivalentes a 9,9 Cuatrillones de BTU (249,3 millones de TEP), lo que representó el 45% de las energías totales consumidas en la región. Bajo el total de energías líquidas consumidas, el etanol constituyó el 7,6% y el biodiesel un modesto 1%. Así también,

los mayores consumidores para el 2010 de energías líquidas primarias lo encabezan los países ya citados anteriormente, como era de esperar, pues en conjunto albergaron el 90% del total de energías líquidas en la región. De ello, Brasil constituye el 55% del consumo total regional en este tipo de energía, Venezuela el 13,2%, Argentina el 10,9%, Chile el 5,3% y Colombia un 5,5%.

Si abordáramos dentro de los combustibles líquidos a los provenientes de **“líquidos petróleo”**, omitiendo a los biocombustibles, se indica que los volúmenes consumidos dentro de la región suramericana fueron de 5,13 millones de barriles diarios (816,1 mil metros cúbicos diarios), cantidad que estuvo compuesta a su vez, por: combustibles destilados, con un 33,6% del total; gasolina de motor, con un 19,7%; gas licuado provenientes de plantas de procesamiento, con un 10,7%; combustibles residuales, con un 9,9%; combustible de avión, con un 3,7%; kerosene, con un 0,2% y, en una categoría designada como “otros productos”, este segmento representó el 22,3%. Es importante mencionar que dentro de la categoría “otros productos” se encuentran aquellos que no se han podido catalogar en los anteriores ítems y se comprenden a los productos como: asfaltos, coque, lubricantes, nafta, mezclas de parafinas, productos petroquímicos, aceite sin elaborar y mezclas de componentes.

En cuanto a **“petróleo crudo”**, dentro de las energías líquidas producidas la región, según datos del 2010, produjo 6,23 millones de barriles diarios o su equivalente a 990,4 mil metros cúbicos diarios. Dentro de este rubro, Venezuela fue el mayor productor con un 34,18% dentro de la participación regional y al cual le siguió muy de cerca Brasil (32,98%) y, posteriormente, Colombia (12,61%), Argentina (10,29%), Ecuador (7,80%), Perú (1,17%), Bolivia (0,69%), Surinam (0,24%) y Chile con una modesta participación del 0,04%. Por otro lado, los países de Guyana, Paraguay y Uruguay no poseen estos recursos por lo que desaparecen dentro de este grupo de análisis.

Para entrar un poco más en detalle se indica que la producción de petróleo crudo de Brasil casi alcanza el nivel de producción venezolano, no obstante, al momento de exportar el producto este perfil cambia, puesto que Brasil es un gran consumidor de energías líquidas. Según las cifras de exportación de petróleo crudo, para el 2010, la

región exportó 3,03 millones de barriles diarios (481,21 mil metros cúbicos diarios); dentro de estas exportaciones, Venezuela representó el 51,6% del total regional, Brasil el 20,9%, Colombia el 13,5%, Ecuador el 11,2%, Argentina el 1,8%, Perú el 0,9% y Surinam el 0,1%.

Además, se señala que las tasas de producción y exportación de “petróleo crudo” podrían disminuir dentro de poco tiempo, ya que según las “reservas probadas” de petróleo la producción se encontrará limitada en el corto plazo. En el caso de mantener el mismo nivel de producción del año 2010, por ejemplo, Ecuador podría producir unos 37 años más, Argentina 11 años, Colombia 7 años, Bolivia unos 30 años más, Perú 20 años y Surinam unos 14 años más. Como caso excepcional, Venezuela tendría un tiempo máximo para la explotación de este recurso de unos 272 años más y Chile de 170 años. Aunque se indica que, para el caso chileno, éste solo cuenta con 150 millones de barriles (23,85 millones de metros cúbicos) y mantiene una modesta producción de 2,4 mil barriles diarios (0,4 mil metros cúbicos diarios); de esto último, se menciona que el sector petrolero chileno mantiene una limitación en la participación del capital extranjero para su explotación. Como otro caso especial se cita a Brasil que, aunque aparezca con 17 años más de producción, este tiempo seguramente variará a mayor a partir de sus hallazgos de petróleo no convencional de Presal, volúmenes que se estimarán de manera más precisa al cabo de cinco años más, cuando su explotación se haga más rentable.

En términos generales, y bajo las proyecciones realizadas sobre producción y consumo de energías líquidas primarias, podríamos expresar que la región suramericana se autoabastecerse hasta el año 2025. Ya para el año 2030 se afrontaría un déficit regional al presentar un volumen de producción de 9,55 millones de barriles diarios (1,51 millones de metros cúbicos diarios) frente a un consumo 10,1 millones de barriles diarios (1,60 millones de metros cúbicos diarios). Dicho déficit se incrementará aún más hacia el 2035; sin embargo, estos datos contemplan la incertidumbre de países como Argentina, Colombia y Perú cuyos cálculos para la explotación de sus recursos se los estableció bajo los volúmenes contemplados de “reservas probadas” de petróleo, en los que se excluye las cantidades de petróleo no convencional tanto de Argentina y Brasil.

iii. Gas natural.

La región suramericana registró un consumo, según datos del 2010, de 4,37 cuatrillones de BTU ($4,37 \times 10^{15}$ BTU) o su equivalente a 139,2 millones de TEP; por lo que representó el 78,9% del total consumido en la región conjunta de “Centro & Suramérica” o, también, un 3,8% del total mundial. Sin embargo, el consumo proyectado de la región, para el año 2035, se encontrará en torno a los 8,14 cuatrillones de BTU (204,5 millones de TEP), es decir, la región suramericana tendrá un crecimiento de 1,9 veces con respecto al 2010. Dentro de los mayores consumidores regionales (2010), se encontraron: Argentina con un 36,7% y, posteriormente, Venezuela (24,1%), Brasil (21,1%), Colombia (6,8%) y Perú (4,1%) que juntos, estos cinco países, consumieron el 93% del total suramericano. Ya para el año 2035, Brasil tendrá un nivel de consumo que lo ubicará en un primer puesto con el 30,22% de participación dentro del total regional, y le seguirían a su vez: Argentina (26,5%), Venezuela (22,9%), Perú (6,46%), Colombia (6%), Bolivia (4,89%), Chile (2,75%), Ecuador (0,23%) y Uruguay (0,03%).

Según datos a principios del año 2011, la región suramericana contó con 251.304,6 mil millones de pies cúbicos ($251,30 \times 10^{12}$ pies cúbicos) o 7.116,1 mil millones de metros cúbicos ($7,12 \times 10^{12}$ metros cúbicos), pues esta cantidad representó el 3,8% del total mundial y alrededor del 94% del total conjunto comprendido por “Centro & Suramérica”. Pues bien, las mayores reservas en la región suramericana las tiene Venezuela con el 78% del total regional, posteriormente se encontraron: Brasil (5,9%), Argentina (5,3%), Perú (5,0%), Bolivia (3,9%), Colombia (1,7%), Chile (1,4%) y Ecuador con un modesto 0,1%.

Bajo este nivel de “**reservas probadas**” y dada las producciones actuales se predice que, para el caso venezolano, este país tendría un tiempo aproximado de 238 años adicionales de producción; mientras que Brasil tendría para unos 34 años más; Argentina, unos 9,4 años más; Perú, 48,8 años adicionales; Bolivia, 19 años más; Perú, unos 76 años más; Colombia, unos 11 años; Chile, unos 72 años adicionales; y, Ecuador, para unos 26 años más, mientras que la región en conjunto se encontrará con unos 65 años adicionales en promedio. Cabe reseñar que para el caso específico de Argentina no se contó con las reservas de gas no-convencional que mantiene.

iv. Carbón mineral.

El consumo suramericano de este mineral no es muy alto según datos del año 2010, pues la región consumió 39,86 millones de toneladas métricas, lo que representó el 0,57% del consumo mundial o, también, un 59,2% de la región conjunta de “Centro & Suramérica”. El consumo proyectado hacia el 2035, nos indica que este valor pasará a un total de 121,86 millones de toneladas métricas, lo que implicará un crecimiento de 3,1 veces o una TCP del 4,6%. En este marco suramericano, Brasil fue el mayor consumidor en el año 2010 con un 61% del total regional, posteriormente, se encontró Chile (17%), Colombia (14%), Perú (4%), Argentina (3,3%) y Venezuela (0,8%); por otro lado, los países de Uruguay y Paraguay mantienen unos consumos muy pequeños. Aún así, las reservas recuperables suramericanas se han cuantificado en 860,94 mil millones de toneladas métricas, lo que representó el 1,45% del total mundial. A su vez, y de acuerdo a las tasas de producción actuales, estas reservas regionales podrían ser explotadas unos 118 años más.

Con respecto a los niveles de producción del 2010, Suramérica produjo un total de 92,03 millones de toneladas métricas y, en el cual, los mayores productores fueron: Colombia, con el 81% de la participación regional; Venezuela, con el 10,3%; Brasil, con el 7,3%; Chile, con el 0,6%; Argentina y Perú con el 0,2% individualmente. En términos generales, y de acuerdo a los datos proyectados para consumo y producción, la región suramericana sería autosuficiente, aunque de acuerdo a los requerimientos energéticos de Brasil, Chile, Perú, Argentina, Uruguay y Paraguay este grupo de países mantendrían un déficit conjunto de 87,2 millones de toneladas métricas en el año 2035.

v. Energía nuclear.

Los dos únicos países productores de energía nuclear, dentro de la región suramericana, son Brasil y Argentina, los que a su vez tuvieron un consumo en el año 2010 de 0,150 Cuatrillones de BTU (3,37 millones de TEP) y 0,078 Cuatrillones de BTU (2,23 millones de TEP) respectivamente, es decir, Brasil representó el 63% y Argentina el 37%. De acuerdo a las proyecciones realizadas, hacia el año 2035, estos consumos se incrementarán en 2,8 veces para Brasil y en 3,1 veces para Argentina y, bajo términos globales, podemos decir que la región suramericana tendrá un incremento

de 2,9 veces entre ambos años. Para el 2010, la producción regional representó el 0,81% del total mundial, mientras que en el 2035 su producción representará el 1,37%.

vi. Energías renovables.

En lo referente a energías renovables, dentro de este estudio, las energías que entran en este grupo se corresponden con: hidroeléctrica, eólica, geotérmica y por biomasa y residuos; del cual quedó excluida la energía solar, ya que a finales de 2010 estos datos son modestos y, en cuanto a las proyecciones a futuro, hacia el 2035, su desarrollo queda incierto. Esto último se debe, principalmente, a que los costos por Megavatio instalado para energía solar son de hasta 3,5 millones de dólares, frente a otras alternativas como la eólica con costos más bajos de hasta 2 millones de dólares. No cabe duda que a medida que pase el tiempo y las energías fósiles se encarezcan este tipo de alternativas, como la solar, se tornen atractivas dentro de la región.

En cuanto a las demás renovables, en el año 2010 la región consumió un total de 6,83 Cuatrillones de BTU (171,7 millones de TEP) y, de acuerdo a las proyecciones hacia el año 2035, este valor crecerá a 16,2 Cuatrillones de BTU (405,7 Millones de TEP), lo que implica que el consumo se incrementará en 2,4 veces. Los mayores consumidores de acuerdo a datos del año 2010, fueron: Brasil, que consumió el 67% del total regional; para luego seguirle Venezuela (11%), Argentina (6,14%), Colombia (5,78%) y que, en conjunto, consumieron el 90% del total regional. Como caso específico, Paraguay, en el año 2010 consumió un total de 0,067 Cuatrillones de BTU (1,65 millones de TEP), mientras que su producción fue de 0,512 Cuatrillones de BTU (12,87 millones de TEP). Esto se debió a que del total de energías renovables, producido por Paraguay, el 100% se correspondió con energía hidroeléctrica, del cual sólo el 13,07% lo dedica a consumo interno.

En otro orden, del total de energías renovables dentro de la región suramericana (hidroeléctrica, eólica, geotérmica y por biomasa y residuos), la energía hidroeléctrica representó en el año 2010 un 94,7% de este conjunto; un 0,3% de energía eólica, un 0,0% de energía geotérmica y un 4,9% por biomasa y residuos. Ya para el año 2035, el peso que tendrá cada fuente renovable se encontrará en: 92% para hidroeléctrica, 1,1% para eólica, el 2,7% en geotérmica y el 4,2% por biomasa y residuos. A su vez, la

energía geotérmica será desarrollada principalmente por Argentina, Bolivia y Chile, esto de acuerdo a los proyectos que se están gestando día de hoy.

vii. Energía eléctrica.

Los países suramericanos tuvieron para el año 2010 un “**consumo eléctrico**” de 869,88 mil millones de Kwh y de acuerdo a las proyecciones realizadas, hacia el año 2035, este valor crecerá en torno a los 2.143,6 mil millones de Kwh o, lo que es lo mismo, se incrementará en 2,6 veces entre ambos años citados. En cuanto a “**generación eléctrica**”, para el 2010, esta cantidad se encontró en los 988,1 mil millones de Kwh y se generará, para el 2035, un total de 2.585,9 mil millones de Kwh, lo equivale a que su consumo se incrementará en 2,6 veces. Cabe señalar que en el año 2010 la generación a partir de energía hidroeléctrica representó el 67,2%, mientras que la generación a través de sistemas térmicos representó el 26,9%, la energía nuclear un 2,1%, por biomasa y residuos un 3,5% y por generación eólica un 0,2%.

Hacia el año 2035 la generación hidroeléctrica representará, dentro del total regional generado, un 58,4%. Mientras que la generación térmica representará un 37,2%, esto último provocado principalmente por el incremento de los sistemas de generación por quema de gas. Paralelamente, la participación nuclear llevada por Argentina y Brasil gozará de un 2,4% dentro del total de la matriz eléctrica regional; a su vez, la generación por biomasa y residuos la complementará con el 2,7% y la fuente eólica con un 0,7%. A partir de los datos del año 2010 se concluye que los países mayormente generadores de energía eléctrica, fueron: Brasil (51,3%), Argentina (12,1%), Venezuela (11,8%), Chile (6,24%), Paraguay (6%), Colombia (5,75%) y que junto con Paraguay (5,4%) sumaron el 93% del total generado en toda la región. Con respecto a la potencia instalada regional para generación de energía eléctrica, en el año 2010, se encontró en 217,1 Gigawatts y que, de acuerdo a las necesidades proyectadas, estos valores tendrán que crecer a 575,7 Gigawatts, lo que representará un incremento de 2,65 veces.

viii. Intensidad energética.

Paraguay, de acuerdo a datos del 2010, es el país con mayor consumo energético por cada dólar producido, es así que consumió 60.265,0 BTU por cada dólar producido

(a precios constantes del 2000) o, también, dicho país consumió su equivalente a 1,514 Kilogramos Equivalentes de Petróleo (KEP) por cada dólar producido (a precios constantes del 2000). En segundo lugar se encuentra Surinam con 24.523,0 BTU/USD (0,616 KEP/USD), y al cual le siguió Guyana con 23.308,0 BTU/USD (0,585 KEP/USD Const.). Como país mayormente eficiente se encuentra Uruguay con 5.240,2 BTU/USD (0,132 KEP/USD). Ahora bien, en términos globales la región suramericana tuvo una intensidad energética de 11.753,4 BTU/USD (0,295 KEP/USD Const.).

Ya en este punto, es importante mencionar que, a lo largo de este estudio realizado, el perfil energético proyectado y desarrollado se correspondió con el caso de referencia, no obstante, se adicionaron dos situaciones en su parte última. El primero, bajo una situación de alta tasa de crecimiento del GDP, el cual fue tomado como ejemplo desde el informe IEO-2010⁴² (EIA, 2010a) y que, en base a dicho estudio, se observaron variaciones porcentuales en el consumo, en sus diversos sectores energéticos y para la región conjunta de Centro y Suramérica; pues bien, estas variaciones fueron tomadas como referente para nuestro primer escenario alternativo dentro del caso suramericano. De igual manera, nuestro estudio estableció un segundo escenario a partir de una situación de baja tasa de crecimiento del GDP en el que, bajo la misma situación anterior, se observaron variaciones porcentuales en cada uno de los sectores energéticos de consumo⁴³ dentro de este mismo informe IEO-2010, a su vez, estas variaciones fueron tomados y aplicados a los cálculos realizados en esta Tesis para el caso suramericano específicamente. Por tanto, se previó que bajo una situación de alta tasa de crecimiento (caso favorable) del GDP, para la región de “Centro & Suramérica”, el consumo energético total se incrementaría en un +10,94%, mientras tanto, disminuiría en un -9,85% para el caso de una situación de baja tasa de crecimiento (caso adverso). Cabe señalar que las variaciones se las realizó con respecto al caso de referencia que fue plenamente desarrollado en este capítulo como se lo informó anteriormente.

Finalmente, podemos expresar que este trabajo abarcó el estudio del perfil energético regional presente y futuro, esto último a partir de la prospectiva realizada hacia el año 2035; de ello, se puede observar con claridad que Suramérica cuenta con

⁴² En el informe IEO-2010 (EIA, 2010a), dentro de la situación de altas tasas de crecimiento, se asume un incremento de (+) 0,5% al GDP, a partir de las estimaciones realizadas por cada uno de los países.

⁴³ En el informe IEO-2010 (EIA, 2010a), dentro de la situación de bajas tasas de crecimiento, se asume un incremento de (-) 0,5% al GDP, a partir de las proyecciones anuales que han asumido los países.

notables recursos que le permitirán afrontar los desafíos energéticos regionales. Así también, este estudio intentó responder en gran medida a la necesidad de contar con una evaluación del balance energético suramericano y la formulación de la matriz energética regional futura, necesidad misma que fue ya planteada en la “Declaración de Margarita” y en el que fija “trabajar con miras a establecer una sistematización y evaluación del balance energético suramericano con el fin de proyectar una matriz energética regional...” (UNASUR, 2007). Se espera, por tanto, que este trabajo sirva como fuente para la toma de decisiones correctivas que permitan a la región responder y adecuarse a las necesidades energéticas regionales de una manera eficiente y sostenible.

APÉNDICE D.

D. TABLAS Y FIGURAS COMPLEMENTARIAS DE APÉNDICE C.

Proyección en consumo de energías primarias: Componentes del total.								
País	Matriz: Consumo de energías primarias							
	1990	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina								
Total (Cuat.BTU)	1,8741	2,6683	3,2596	3,7787	4,3806	5,0783	5,8872	6,8248
Total (Millon TEP)	47,0761	67,0265	81,8778	94,9188	110,0369	127,5630	147,8804	171,4340
Líquidos	44,73%	38,68%	34,32%	37,79%	42,22%	46,80%	50,96%	53,30%
Gas	39,23%	45,93%	49,20%	45,05%	41,25%	37,77%	34,58%	31,67%
Carbón	1,27%	1,10%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%
Nuclear	4,43%	2,63%	2,40%	3,10%	3,21%	2,82%	2,49%	3,60%
Hidroelect.	10,28%	11,41%	12,33%	11,49%	10,66%	9,89%	9,17%	8,49%
Eólica	0,00%	0,01%	0,01%	0,23%	0,38%	0,48%	0,61%	0,77%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,58%	0,50%	0,44%	0,38%	0,32%
Bio&Resid.	0,06%	0,25%	0,53%	0,56%	0,58%	0,60%	0,62%	0,65%
Bolivia								
Total (Cuat.BTU)	0,0926	0,1620	0,2525	0,3678	0,4713	0,5821	0,6820	0,7602
Total (Millon TEP)	2,3263	4,0688	6,3428	9,2387	11,8385	14,6222	17,1314	19,0950
Líquidos	53,30%	58,62%	47,04%	37,14%	33,33%	31,03%	30,46%	31,43%
Gas	32,39%	28,71%	43,99%	46,15%	46,02%	50,91%	52,87%	52,37%
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	13,93%	12,30%	8,31%	11,21%	15,87%	14,18%	13,37%	13,24%
Eólica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	4,00%	3,13%	2,53%	2,16%	1,94%
Bio&Resid.	0,38%	0,38%	0,66%	1,50%	1,66%	1,35%	1,15%	1,03%
Brasil								
Total (Cuat.BTU)	5,7512	8,5261	11,3242	13,5147	16,1289	19,2488	22,9722	27,4158
Total (Millon TEP)	144,4664	214,1691	284,4547	339,4782	405,1451	483,5144	577,0430	688,6633
Líquidos	49,60%	47,58%	45,73%	45,02%	44,45%	43,57%	43,07%	42,13%
Gas	1,98%	4,07%	8,13%	8,31%	8,47%	8,64%	8,80%	8,97%
Carbón	6,07%	5,17%	4,48%	4,93%	5,42%	5,96%	6,56%	7,22%
Nuclear	0,35%	0,59%	1,33%	1,37%	1,41%	1,67%	1,44%	1,55%
Hidroelect.	41,36%	41,73%	37,84%	37,96%	37,90%	37,89%	37,92%	37,98%
Eólica	0,00%	0,00%	0,16%	0,17%	0,18%	0,20%	0,21%	0,23%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,64%	0,86%	2,33%	2,24%	2,15%	2,07%	1,99%	1,92%
Chile								
Total (Cuat.BTU)	0,5648	1,0178	1,1722	1,3589	1,5754	1,8263	2,1172	2,4544
Total (Millon TEP)	14,1868	25,5666	29,4457	34,1356	39,5726	45,8754	53,1822	61,6528
Líquidos	48,06%	47,13%	47,98%	45,53%	44,40%	44,29%	44,88%	44,22%
Gas	11,69%	18,98%	14,88%	13,49%	12,23%	11,09%	10,06%	9,12%
Carbón	17,83%	13,35%	16,32%	15,39%	14,51%	13,69%	12,91%	12,17%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	21,83%	19,60%	17,85%	17,17%	16,52%	15,88%	15,28%	14,69%
Eólica	0,00%	0,00%	0,20%	0,25%	0,32%	0,41%	0,52%	0,65%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	5,42%	9,30%	11,96%	13,70%	16,51%
Bio&Resid.	0,59%	0,94%	2,77%	2,74%	2,72%	2,69%	2,66%	2,64%

Tabla D.1.- Consumo energético en países suramericanos: 2010-2035

Continúa...

Proyección en consumo de energías primarias: Componentes del total.								
País	Matriz: Consumo de energías primarias							
	1990	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Colombia								
Total (Cuat.BTU)	0,8893	1,1723	1,4395	1,6688	1,9346	2,2427	2,5999	3,0140
Total (Millon TEP)	22,3395	29,4470	36,1593	41,9186	48,5951	56,3350	65,3077	75,7096
Líquidos	44,10%	47,34%	41,52%	42,14%	42,69%	43,16%	43,56%	43,90%
Gas	15,77%	15,95%	20,70%	19,71%	18,78%	17,88%	17,03%	16,22%
Carbón	7,99%	8,62%	10,34%	10,10%	9,85%	9,62%	9,38%	9,16%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	31,87%	27,63%	26,98%	27,64%	28,32%	29,01%	29,72%	30,45%
Eólica	0,00%	0,00%	0,06%	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,26%	0,46%	0,40%	0,36%	0,32%	0,28%	0,25%	0,22%
Ecuador								
Total (Cuat.BTU)	0,2538	0,3446	0,5184	0,6460	0,8050	1,0032	1,2502	1,5580
Total (Millon TEP)	6,3755	8,6566	13,0215	16,2271	20,2219	25,2002	31,4040	39,1351
Líquidos	77,72%	75,84%	80,79%	71,70%	71,95%	75,22%	78,10%	80,65%
Gas	2,05%	1,87%	2,67%	2,28%	1,95%	1,66%	1,42%	1,21%
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	20,23%	22,30%	16,08%	25,55%	25,65%	22,73%	20,14%	17,84%
Eólica	0,00%	0,00%	0,01%	0,09%	0,13%	0,13%	0,13%	0,12%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,00%	0,00%	0,45%	0,38%	0,31%	0,26%	0,21%	0,18%
Guyana								
Total (Cuat.BTU)	0,0094	0,0229	0,0209	0,0215	0,0220	0,0226	0,0231	0,0237
Total (Millon TEP)	0,2366	0,5752	0,5257	0,5390	0,5526	0,5666	0,5809	0,5955
Líquidos	99,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Gas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	0,53%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Eólica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Paraguay								
Total (Cuat.BTU)	0,0576	0,0938	0,1345	0,1634	0,1979	0,2396	0,2901	0,3513
Total (Millon TEP)	1,4479	2,3562	3,3776	4,1052	4,9706	6,0185	7,2876	8,8244
Líquidos	57,34%	54,51%	50,18%	50,14%	49,90%	49,65%	49,41%	49,17%
Gas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Carbón	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	42,32%	45,49%	49,81%	49,86%	50,10%	50,34%	50,58%	50,82%
Eólica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,35%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabla D.1.- Consumo energético en países suramericanos: 2010-2035

Continúa...

Proyección en consumo de energías primarias: Componentes del total.								
País	Matriz: Consumo de energías primarias							
	1990	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Perú								
Total (Cuat.BTU)	0,3849	0,5287	0,7979	1,1817	1,4448	1,8469	2,1001	2,3948
Total (Millon TEP)	9,6679	13,2793	20,0428	29,6842	36,2910	46,3930	52,7539	60,1550
Líquidos	65,56%	61,89%	47,95%	38,85%	38,13%	35,79%	37,77%	39,75%
Gas	4,59%	2,11%	22,28%	31,44%	28,05%	23,93%	22,95%	21,95%
Carbón	1,49%	4,83%	5,67%	4,19%	3,74%	3,20%	3,08%	2,95%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	28,02%	30,89%	23,54%	24,62%	29,15%	36,07%	35,00%	33,91%
Eólica	0,00%	0,00%	0,00%	0,46%	0,51%	0,64%	0,82%	1,06%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,35%	0,29%	0,57%	0,44%	0,41%	0,37%	0,37%	0,38%
Suriname								
Total (Cuat.BTU)	0,0345	0,0293	0,0353	0,0377	0,0402	0,0429	0,0457	0,0488
Total (Millon TEP)	0,8676	0,7352	0,8874	0,9466	1,0097	1,0771	1,1490	1,2256
Líquidos	64,74%	75,26%	76,27%	76,27%	76,27%	76,27%	76,27%	76,27%
Gas	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	35,26%	24,74%	23,73%	23,73%	23,73%	23,73%	23,73%	23,73%
Eólica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Uruguay								
Total (Cuat.BTU)	0,1341	0,1644	0,1639	0,1975	0,2380	0,2868	0,3455	0,4164
Total (Millon TEP)	3,3672	4,1301	4,1169	4,9608	5,9778	7,2033	8,6799	10,4593
Líquidos	45,75%	55,60%	42,62%	48,30%	54,49%	61,42%	66,55%	70,72%
Gas	0,00%	0,90%	0,92%	0,83%	0,75%	0,68%	0,61%	0,55%
Carbón	0,02%	0,01%	0,04%	0,03%	0,03%	0,02%	0,02%	0,01%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	53,84%	43,31%	49,92%	41,43%	34,38%	28,53%	23,68%	19,65%
Eólica	0,00%	0,00%	0,35%	1,01%	1,50%	1,89%	2,40%	3,03%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,39%	0,18%	6,15%	8,39%	8,85%	7,45%	6,74%	6,03%
Venezuela								
Total (Cuat.BTU)	2,0869	2,7689	3,1697	3,7104	4,3433	5,0841	5,9513	6,9665
Total (Millon TEP)	52,4205	69,5527	79,6207	93,2019	109,0996	127,7090	149,4927	174,9921
Líquidos	38,04%	35,57%	42,98%	44,60%	48,03%	51,22%	54,19%	56,95%
Gas	43,42%	41,32%	33,35%	31,85%	30,49%	29,18%	27,93%	26,73%
Carbón	0,29%	0,20%	0,30%	0,29%	0,29%	0,29%	0,28%	0,28%
Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidroelect.	18,25%	22,91%	23,38%	23,25%	21,19%	19,31%	17,60%	16,04%
Eólica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Geotérmica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Bio&Resid.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Cuat.BTU: Cuatrillones de BTU; BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P] (1.000.000.000.000.000 unid.); Millón equivalente a 1×10^6 [M] (1.000.000). Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Los datos históricos y proyecciones fueron obtenidos a partir de los diversos consumos, mostrados en las Tablas C.2 (total de energías primarias), D.19 (gas), D.26 (carbón mineral), D.28 (energía nuclear), D.30 (hidráulica) bajo las modificaciones mencionadas en nota 03 de Tabla C.32.3, D.32 (eólica), Tabla C.29 (geotérmica), y Tabla D.34 (biomasa & residuos). Elaboración propia.

Tabla D.1.- Consumo energético en países suramericanos: 2010-2035

Consumo Energías Líquidas por tipo: Miles de barriles por día						
País	Tipo de Combust.	Período				Año 2010
		1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10	
Suramérica	Total	3.289,80	4.046,35	4.241,15	5.066,99	5.661,58
	Petróleos	3.105,64	3.831,01	4.083,05	4.742,92	5.176,71
	Etanol	184,16	215,34	157,93	303,97	429,97
	Biodiesel	-	-	0,18	20,10	54,90
Brasil	Total	1.728,60	2.205,14	2.294,40	2.732,08	3.115,54
	Petróleos	1.544,98	1.989,94	2.136,49	2.418,22	2.654,00
	Etanol	183,62	215,20	157,91	298,21	421,31
	Biodiesel	-	-	-	15,64	40,22
Venezuela	Total	416,33	452,96	541,67	679,87	746,00
	Petróleos	416,33	452,96	541,67	679,87	746,00
Argentina	Total	441,56	484,60	469,26	566,65	618,80
	Petróleos	441,56	484,60	469,08	566,23	618,00
	Biodiesel	-	-	0,18	0,42	0,80
Colombia	Total	223,19	276,34	268,55	288,67	313,04
	Petróleos	223,19	276,34	268,55	281,29	296,00
	Etanol	-	-	-	4,38	6,08
	Biodiesel	-	-	-	2,99	10,96
Chile	Total	155,05	225,20	236,55	285,73	302,71
	Petróleos	155,05	225,20	236,55	285,73	302,71
Ecuador	Total	110,42	130,61	142,04	182,19	201,00
	Petróleos	110,42	130,61	142,04	182,19	201,00
Perú	Total	122,31	154,42	155,84	173,45	191,48
	Petróleos	122,31	154,42	155,84	172,59	189,00
	Etanol	-	-	-	0,00	0,01
	Biodiesel	-	-	-	0,86	2,46
Bolivia	Total	26,99	37,57	47,49	58,76	62,00
	Petróleos	26,99	37,57	47,49	58,76	62,00
Uruguay	Total	32,16	38,96	37,90	47,30	52,31
	Petróleos	32,16	38,96	37,90	47,21	52,00
	Biodiesel	-	-	-	0,00	0,31
Paraguay	Total	17,59	22,88	25,29	28,82	33,70
	Petróleos	17,05	22,74	25,27	27,35	31,00
	Etanol	0,54	0,14	0,02	1,38	2,57
	Biodiesel	-	-	-	0,09	0,14
Surinam	Total	9,70	9,78	11,32	13,13	15,00
	Petróleos	9,70	9,78	11,32	13,13	15,00
Guyana	Total	5,91	7,89	10,87	10,34	10,00
	Petróleos	5,91	7,89	10,87	10,34	10,00

Nota 01: Energías líquidas involucra petróleo y biocombustibles (etanol y biodiesel). Nota 02: petróleos incluye: derivados de petróleo y petróleo consumido como combustible, Gases de petróleo licuado (gas a líquido), asfaltos, coque, gasolina de avión, lubricantes, parafinas, otros hidrocarburos líquidos. Fuente: US-EIA (en línea), ref.: de 31 de marzo de 2011. Elaboración propia.

Tabla D.2.- Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo:
Miles de barriles diarios

Consumo Energías Líquidas por tipo: Miles de metros cúbicos diarios						
País	Tipo de Combust.	Período				Año 2010
		1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10	
Suramérica	Total	523,04	643,32	674,29	805,59	900,12
	Petróleos	493,76	609,08	649,15	754,07	823,03
	Etanol	29,28	34,24	25,11	48,33	68,36
	Biodiesel	-	-	0,03	3,19	8,73
Brasil	Total	274,83	350,59	364,78	434,37	495,33
	Petróleos	245,63	316,38	339,68	384,47	421,95
	Etanol	29,19	34,21	25,11	47,41	66,98
	Biodiesel	-	-	-	2,49	6,40
Venezuela	Total	66,19	72,02	86,12	108,09	118,60
	Petróleos	66,19	72,02	86,12	108,09	118,60
Argentina	Total	70,20	77,04	74,61	90,09	98,38
	Petróleos	70,20	77,04	74,58	90,02	98,25
	Biodiesel	-	-	0,03	0,07	0,13
Colombia	Total	35,48	43,93	42,70	45,89	49,77
	Petróleos	35,48	43,93	42,70	44,72	47,06
	Etanol	-	-	-	0,70	0,97
	Biodiesel	-	-	-	0,48	1,74
Chile	Total	24,65	35,80	37,61	45,43	48,13
	Petróleos	24,65	35,80	37,61	45,43	48,13
Ecuador	Total	17,55	20,77	22,58	28,97	31,96
	Petróleos	17,55	20,77	22,58	28,97	31,96
Perú	Total	19,45	24,55	24,78	27,58	30,44
	Petróleos	19,45	24,55	24,78	27,44	30,05
	Etanol	-	-	-	0,00	0,00
	Biodiesel	-	-	-	0,14	0,39
Bolivia	Total	4,29	5,97	7,55	9,34	9,86
	Petróleos	4,29	5,97	7,55	9,34	9,86
Uruguay	Total	5,11	6,19	6,03	7,52	8,32
	Petróleos	5,11	6,19	6,03	7,51	8,27
	Biodiesel	-	-	-	0,00	0,05
Paraguay	Total	2,80	3,64	4,02	4,58	5,36
	Petróleos	2,71	3,61	4,02	4,35	4,93
	Etanol	0,09	0,02	0,00	0,22	0,41
	Biodiesel	-	-	-	0,01	0,02
Surinam	Total	1,54	1,56	1,80	2,09	2,38
	Petróleos	1,54	1,56	1,80	2,09	2,38
Guyana	Total	0,94	1,25	1,73	1,64	1,59
	Petróleos	0,94	1,25	1,73	1,64	1,59

Nota 01: Energías líquidas involucra petróleo y biocombustibles (etanol y biodiesel). Nota 02: petróleo incluye: derivados de petróleo y petróleo consumido como combustible, gases de petróleo licuado (gas a líquido), asfaltos, coque, gasolina de avión, lubricantes, parafinas, otros hidrocarburos líquidos. Fuente: US-EIA (en línea), ref.: de 31 de marzo de 2011. Elaboración propia.

Tabla D.3.- Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo:
Miles de metros cúbicos diarios

Consumo Energías Líquidas por tipo: Cuatrillones de BTU						
País	Tipo de Combust.	Período				Año 2010
		1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10	
Suramérica	Total	6,1726	8,0862	8,5374	10,1805	11,3454
	Petróleos	5,9331	0,2801	8,3201	9,7459	10,6788
	Etanol	0,2395	0,2801	0,0002	0,3953	0,5592
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0002	0,0393	0,1074
Brasil	Total	3,1548	4,3686	4,5716	5,4309	6,1594
	Petróleos	2,9160	4,0887	4,3663	5,0125	5,5328
	Etanol	0,2388	0,2799	0,2054	0,3878	0,5479
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0306	0,0787
Venezuela	Total	0,7818	0,8941	1,0750	1,3743	1,5144
	Petróleos	0,7818	0,8941	1,0750	1,3743	1,5144
Argentina	Total	0,8535	0,9897	0,9508	1,1565	1,2641
	Petróleos	0,8535	0,9897	0,9504	1,1557	1,2625
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0004	0,0008	0,0016
Colombia	Total	0,4304	0,5512	0,5381	0,5869	0,6438
	Petróleos	0,4304	0,5512	0,5381	0,5753	0,6145
	Etanol	0,0000	0,0000	0,0000	0,0057	0,0079
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0059	0,0214
Chile	Total	0,3047	0,4578	0,4790	0,5775	0,6088
	Petróleos	0,3047	0,4578	0,4790	0,5775	0,6088
Ecuador	Total	0,2170	0,2645	0,2850	0,3692	0,4081
	Petróleos	0,2170	0,2645	0,2850	0,3692	0,4081
Perú	Total	0,2479	0,3219	0,3244	0,3599	0,3918
	Petróleos	0,2479	0,3219	0,3244	0,3582	0,3869
	Etanol	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0017	0,0048
Bolivia	Total	0,0500	0,0737	0,0960	0,1181	0,1249
	Petróleos	0,0500	0,0737	0,0960	0,1181	0,1249
Uruguay	Total	0,0648	0,0808	0,0789	0,0994	0,1098
	Petróleos	0,0648	0,0808	0,0789	0,0992	0,1092
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0006
Paraguay	Total	0,0346	0,0465	0,0517	0,0581	0,0675
	Petróleos	0,0339	0,0463	0,0517	0,0562	0,0639
	Etanol	0,0007	0,0002	0,0000	0,0018	0,0033
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002	0,0003
Surinam	Total	0,0204	0,0208	0,0242	0,0279	0,0319
	Petróleos	0,0204	0,0208	0,0242	0,0279	0,0319
Guyana	Total	0,0126	0,0167	0,0230	0,0217	0,0210
	Petróleos	0,0126	0,0167	0,0230	0,0217	0,0210

Nota 01: Energías líquidas involucra (i) petróleo, que incluye derivados de petróleo y petróleo consumido como combustible, gases de petróleo licuado (gas a líquido), asfaltos, coque, gasolina de avión, lubricantes, parafinas, otros hidrocarburos líquidos, (ii) etanol y (iii) biodiesel. Nota 02: Los datos del consumo biodiesel y etanol en barriles diarios entre 1990 y 2009 fueron obtenidos de la US-EIA (en línea), ref.: de 31 de marzo de 2011, mientras que los datos de 2010 se obtuvieron de múltiples fuentes oficiales. Los factores de conversión de barriles de etanol y biodiesel a BTU se realizaron a partir del factor expuesto por US-EIA (2010b, p.171, Tabla A.3). Nota 03: Los datos históricos entre 1990 a 2010 para petróleo fueron obtenidos de US-EIA (en línea, ref.: de 30 de septiembre de 2011). Elaboración propia.

Tabla D.4.1.- Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo: Cuatrillones de BTU.

Consumo Energías Líquidas por tipo: Millones de TEP						
País	Tipo de Combust.	Período				Año 2010
		1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10	
Suramérica	Total	155,0518	203,1192	214,4515	255,7247	284,9873
	Petróleos	149,0358	7,0347	208,9946	244,8078	268,2439
	Etanol	6,0160	7,0347	0,0049	9,9300	14,0461
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0049	0,9869	2,6974
Brasil	Total	79,2468	109,7345	114,8354	136,4205	154,7200
	Petróleos	73,2484	102,7044	109,6770	125,9102	138,9804
	Etanol	5,9984	7,0301	5,1584	9,7419	13,7632
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,7684	1,9764
Venezuela	Total	19,6383	22,4591	27,0029	34,5206	38,0405
	Petróleos	19,6383	22,4591	27,0029	34,5206	38,0405
Argentina	Total	21,4391	24,8605	23,8831	29,0512	31,7530
	Petróleos	21,4391	24,8605	23,8743	29,0308	31,7137
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0088	0,0205	0,0393
Colombia	Total	10,8116	13,8463	13,5166	14,7415	16,1722
	Petróleos	10,8116	13,8463	13,5166	14,4513	15,4349
	Etanol	0,0000	0,0000	0,0000	0,1431	0,1986
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,1471	0,5387
Chile	Total	7,6550	11,4991	12,0330	14,5073	15,2937
	Petróleos	7,6550	11,4991	12,0330	14,5073	15,2937
Ecuador	Total	5,4499	6,6440	7,1595	9,2728	10,2500
	Petróleos	5,4499	6,6440	7,1595	9,2728	10,2500
Perú	Total	6,2281	8,0862	8,1486	9,0407	9,8408
	Petróleos	6,2281	8,0862	8,1486	8,9989	9,7193
	Etanol	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0004
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0418	0,1211
Bolivia	Total	1,2572	1,8503	2,4108	2,9673	3,1374
	Petróleos	1,2572	1,8503	2,4108	2,9673	3,1374
Uruguay	Total	1,6280	2,0288	1,9830	2,4970	2,7579
	Petróleos	1,6280	2,0288	1,9830	2,4922	2,7427
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0152
Paraguay	Total	0,8684	1,1683	1,2998	1,4606	1,6950
	Petróleos	0,8507	1,1638	1,2992	1,4112	1,6045
	Etanol	0,0176	0,0046	0,0007	0,0450	0,0839
	Biodiesel	0,0000	0,0000	0,0000	0,0044	0,0066
Surinam	Total	0,5129	0,5236	0,6068	0,7009	0,8002
	Petróleos	0,5129	0,5236	0,6068	0,7009	0,8002
Guyana	Total	0,3166	0,4184	0,5767	0,5442	0,5266
	Petróleos	0,3166	0,4184	0,5767	0,5442	0,5266

Nota 01: Energías líquidas involucra (i) Petróleos lo que incluye derivados de petróleo y petróleo consumido como combustible, gases de petróleo licuado (gas a liquido), asfaltos, coque, gasolina de avión, lubricantes, parafinas, otros hidrocarburos líquidos, (ii) etanol y (iii) biodiesel. Nota 02: Esta tabla fue elaborada en base a la Tabla D.4.1. Nota 03: La transformación de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión de 1TEP=39.810.220 BTU, de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla D.4.2.- Consumo histórico de energías primarias líquidas por tipo: Millones de TEP.

Consumo de refinados de petróleo en Suramérica: Año 2010							
Unidades	Combust. destilados	Otros Productos	Gasolina de motor	GLP (gas líquido)	Combust. Residuales	Combust. Avión	Kerosene
1.000 bbl/día	1.725,0	1.145,1	1.010,6	548,5	507,2	187,4	9,0
1.000 m3/día	274,3	182,1	160,7	87,2	80,6	29,8	1,4
Participación porcentual de los países en el consumo de refinados							
Brasil	49,4%	75,3%	36,9%	41,4%	45,7%	57,2%	5,3%
Venezuela	10,0%	8,8%	28,8%	19,2%	14,3%	1,7%	4,8%
Argentina	14,1%	7,0%	9,3%	19,7%	12,8%	14,8%	5,2%
Colombia	5,7%	5,5%	7,8%	4,3%	3,7%	5,8%	32,3%
Chile	7,4%	1,2%	5,5%	0,0%	8,5%	9,2%	23,5%
Ecuador	4,2%	0,5%	5,1%	6,4%	5,3%	4,6%	0,0%
Perú	4,7%	0,5%	3,6%	5,4%	5,7%	3,8%	15,0%
Bolivia	1,4%	0,9%	1,3%	2,1%	0,0%	1,3%	5,6%
Uruguay	1,4%	0,4%	0,7%	0,7%	2,4%	0,9%	2,2%
Paraguay	1,3%	0,0%	0,5%	0,6%	0,1%	0,3%	0,0%
Suriname	0,3%	0,0%	0,2%	0,2%	1,3%	0,3%	1,4%
Guyana	0,3%	0,0%	0,2%	0,0%	0,3%	0,1%	4,7%
Total Suram.	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Participación volumétrica de los países en el consumo de refinados: miles de barriles diarios							
Brasil	851,98	862,12	373,21	227,13	231,84	107,23	0,48
Venezuela	173,36	100,90	290,68	105,18	72,34	3,10	0,43
Argentina	242,65	79,63	94,34	108,24	64,95	27,72	0,47
Colombia	98,80	62,53	78,96	23,33	18,62	10,84	2,91
Chile	127,12	13,48	55,79	0,00	43,21	17,19	2,11
Ecuador	72,35	6,06	52,01	35,33	26,64	8,60	0,00
Perú	80,46	5,21	36,49	29,47	28,88	7,14	1,35
Bolivia	23,50	10,82	12,99	11,75	0,00	2,44	0,51
Uruguay	23,53	4,03	6,65	3,76	12,17	1,67	0,19
Paraguay	21,66	0,15	4,98	3,11	0,47	0,64	0,00
Suriname	4,44	0,16	2,30	0,90	6,47	0,61	0,12
Guyana	5,15	0,04	2,23	0,27	1,64	0,25	0,42
Participación volumétrica. Consumo de refinados: miles de metros cúbicos diarios							
Brasil	135,454	137,067	59,336	36,111	36,860	17,049	0,076
Venezuela	27,562	16,043	46,215	16,722	11,502	0,492	0,069
Argentina	38,578	12,660	14,998	17,209	10,327	4,408	0,074
Colombia	15,708	9,942	12,554	3,708	2,961	1,724	0,463
Chile	20,211	2,144	8,870	0,000	6,870	2,733	0,336
Ecuador	11,503	0,964	8,269	5,617	4,235	1,368	0,000
Perú	12,793	0,828	5,801	4,685	4,592	1,135	0,215
Bolivia	3,736	1,720	2,065	1,868	0,000	0,387	0,080
Uruguay	3,741	0,640	1,058	0,597	1,935	0,266	0,031
Paraguay	3,443	0,023	0,792	0,494	0,075	0,102	0,000
Suriname	0,706	0,025	0,366	0,142	1,028	0,097	0,020
Guyana	0,819	0,006	0,355	0,043	0,260	0,040	0,067

Nota.- bbl/día: barriles diarios; m3/día: metros cúbicos diarios. Nota 02: Los datos de 2008 a 2010 fueron estimados a partir de datos de 2007 (US-EIA, en línea, Petroleum/Consumption/Annual/2007, ref.: de 29 de septiembre de 2011) en base a la tasa de crecimiento del consumo de líquidos petroléos (US-EIA, en línea, Petroleum/Consumption/1990-2010, ref.: de 29 de septiembre de 2011); cabe señalar que el total líquidos petroléos resulta de la suma de cada uno de estos componentes citados: combustibles destilados, otros productos, gasolina de motor, gas licuado de petróleo, combustibles residuales, combustibles de avión y kerosene. Elaboración propia.

Tabla D.5.- Consumo de refinados de petróleo en los países Suramericanos: Año 2010.

Producción de refinados de petróleo en Suramérica: Año 2010							
Unidades	Combust. destilados	Otros Productos	Gasolina de motor	GLP (gas líquido)	Combust. Residuales	Combust. Avión	Kerosene
1.000 bbl/día	1.621,582	1.107,796	1.150,781	282,957	907,260	231,098	9,544
1.000 m3/día	257,811	176,126	182,960	44,987	144,243	36,742	1,517
Participación porcentual de los países en la producción de refinados							
Brasil	49,97%	68,66%	41,18%	63,72%	35,16%	36,11%	5,34%
Venezuela	16,10%	8,36%	26,75%	4,62%	26,25%	27,78%	3,76%
Argentina	13,38%	10,45%	8,70%	10,37%	8,30%	11,67%	4,51%
Colombia	8,12%	9,07%	9,99%	11,09%	9,78%	7,40%	42,27%
Perú	4,98%	0,72%	4,51%	3,08%	7,70%	7,31%	17,10%
Chile	3,98%	1,24%	4,76%	4,22%	4,91%	5,04%	20,59%
Ecuador	1,92%	0,46%	2,47%	1,29%	6,35%	3,19%	0,00%
Bolivia	0,72%	0,82%	0,94%	0,88%	0,00%	0,93%	4,44%
Uruguay	0,77%	0,21%	0,71%	0,73%	0,74%	0,57%	2,00%
Suriname	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,81%	0,00%	0,00%
Guyana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Paraguay	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total Suram.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Participación volumétrica. Producción de refinados: miles de barriles diarios							
Brasil	810,295	760,559	473,896	180,295	319,027	83,457	0,510
Venezuela	261,126	92,598	307,886	13,080	238,113	64,198	0,358
Argentina	216,916	115,813	100,071	29,333	75,326	26,968	0,430
Colombia	131,631	100,527	114,964	31,389	88,718	17,097	4,034
Perú	80,816	7,983	51,849	8,704	69,889	16,894	1,632
Chile	64,567	13,783	54,759	11,952	44,502	11,638	1,965
Ecuador	31,126	5,124	28,438	3,653	57,605	7,369	0,000
Bolivia	11,743	9,055	10,786	2,486	0,000	2,153	0,423
Uruguay	12,427	2,354	8,133	2,066	6,751	1,325	0,191
Suriname	0,935	0,000	0,000	0,000	7,329	0,000	0,000
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Participación volumétrica. Producción de refinados: miles de metros cúbicos diarios							
Brasil	128,827	120,919	75,344	28,665	50,721	13,269	0,081
Venezuela	41,516	14,722	48,950	2,080	37,857	10,207	0,057
Argentina	34,487	18,413	15,910	4,664	11,976	4,288	0,068
Colombia	20,928	15,983	18,278	4,990	14,105	2,718	0,641
Perú	12,849	1,269	8,243	1,384	11,112	2,686	0,260
Chile	10,265	2,191	8,706	1,900	7,075	1,850	0,312
Ecuador	4,949	0,815	4,521	0,581	9,158	1,172	0,000
Bolivia	1,867	1,440	1,715	0,395	0,000	0,342	0,067
Uruguay	1,976	0,374	1,293	0,328	1,073	0,211	0,030
Suriname	0,149	0,000	0,000	0,000	1,165	0,000	0,000
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Nota.- bbl/día: barriles diarios; m3/día: metros cúbicos diarios. Nota 02: Los datos de 2008 a 2010 fueron estimados a partir de datos de 2007 (US-EIA, en línea, Petroleum/Production/Annual/2007, ref.: de 01 de octubre de 2011) en base a la tasa de crecimiento de la producción de líquidos petroléos (US-EIA, Petroleum/Total Oil Supply/1990-2010, ref.: de 01 de octubre de 2011). Elaboración propia.

Tabla D.6.- Producción de refinados de petróleo en países Suramericanos: Año 2010

Exportaciones de refinados de petróleo: Miles de barriles por día							
Región	Período				2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Export.	Export.	% Tot.
Venezuela	342,60	334,57	576,71	751,98	963,60	751,10	62,3%
Brasil	110,98	103,11	206,60	188,63	174,36	157,94	13,1%
Colombia	66,94	61,37	78,88	69,27	66,16	77,19	6,4%
Perú	43,97	24,26	35,22	56,34	65,28	70,57	5,9%
Argentina	91,73	95,35	179,31	122,00	64,69	62,18	5,2%
Chile	1,89	2,57	26,87	50,08	58,49	52,26	4,3%
Ecuador	26,53	38,38	42,95	36,44	33,50	28,10	2,3%
Uruguay	0,04	6,14	5,55	5,51	4,37	4,37	0,4%
Suriname	0,00	0,00	1,07	1,13	1,24	1,18	0,1%
Bolivia	0,42	3,23	0,23	0,26	0,08	0,09	0,0%
Total Suram.	685,20	669,15	1.153,41	1.281,64	1.431,76	1.204,97	100,0%

Exportaciones de refinados de petróleo: Miles de metros cúbicos por día							
Región	Período				2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Export.	Export.	% Tot.
Venezuela	54,47	53,19	91,69	119,55	153,20	119,42	62,3%
Brasil	17,64	16,39	32,85	29,99	27,72	25,11	13,1%
Colombia	10,64	9,76	12,54	11,01	10,52	12,27	6,4%
Perú	6,99	3,86	5,60	8,96	10,38	11,22	5,9%
Argentina	14,58	15,16	28,51	19,40	10,29	9,89	5,2%
Chile	0,30	0,41	4,27	7,96	9,30	8,31	4,3%
Ecuador	4,22	6,10	6,83	5,79	5,33	4,47	2,3%
Uruguay	0,01	0,98	0,88	0,88	0,69	0,69	0,4%
Suriname	0,00	0,00	0,17	0,18	0,20	0,19	0,1%
Bolivia	0,07	0,51	0,04	0,04	0,01	0,01	0,0%
Total Suram.	108,94	106,39	183,38	203,76	227,63	191,58	100,0%

Nota 01: Los promedios históricos fueron calculados a partir de los datos presentados por la US-EIA (en línea, ref.: de 02 de octubre de 2011), excepto los de 2008, 2009 y 2010. Nota 02: Los datos de 2008, 2009 y 2010 fueron estimados a partir del 2007 (Ibidem) sobre las tasas de crecimiento de las exportaciones de combustibles, tasas que fueron obtenidos sobre múltiples fuentes; para los casos de Ecuador y Brasil su fuente se correspondió con OPEP (2009, 2010 y 2011). Nota 03: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla D.7.- Exportaciones totales de combustibles refinados de petróleo.

Importaciones de refinados de petróleo: Miles de barriles por día							
Región	Período				2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Export.	Export.	% Tot.
Venezuela	315,17	525,56	476,62	618,06	687,63	709,51	43,48%
Brasil	178,55	308,09	292,76	359,86	339,59	580,62	35,58%
Chile	16,21	43,37	45,38	107,39	126,04	128,19	7,85%
Ecuador	8,45	25,38	36,49	73,11	85,23	89,22	5,47%
Paraguay	11,03	19,72	22,82	25,28	25,32	28,04	1,72%
Perú	17,15	28,26	34,01	26,20	26,60	27,78	1,70%
Argentina	20,19	37,41	12,09	21,31	19,15	20,40	1,25%
Uruguay	14,29	12,81	6,70	13,58	14,43	15,96	0,98%
Guyana	5,91	8,50	10,85	10,33	10,00	10,00	0,61%
Bolivia	0,58	3,39	4,99	7,85	8,85	9,15	0,56%
Suriname	9,37	9,78	5,56	6,05	5,77	6,65	0,41%
Colombia	33,43	28,84	4,98	6,54	6,03	6,39	0,39%
Total	630,35	1.051,12	953,25	1.275,57	1.354,63	1.631,91	100,0%

Importaciones de refinados de petróleo: Miles de metros cúbicos por día							
Región	Período				2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Export.	Export.	% Tot.
Venezuela	50,11	83,56	75,78	98,26	109,32	112,80	43,48%
Brasil	28,39	48,98	46,55	57,21	53,99	92,31	35,58%
Chile	2,58	6,90	7,22	17,07	20,04	20,38	7,85%
Ecuador	1,34	4,04	5,80	11,62	13,55	14,19	5,47%
Paraguay	1,75	3,14	3,63	4,02	4,03	4,46	1,72%
Perú	2,73	4,49	5,41	4,17	4,23	4,42	1,70%
Argentina	3,21	5,95	1,92	3,39	3,04	3,24	1,25%
Uruguay	2,27	2,04	1,06	2,16	2,29	2,54	0,98%
Guyana	0,94	1,35	1,72	1,64	1,59	1,59	0,61%
Bolivia	0,09	0,54	0,79	1,25	1,41	1,45	0,56%
Suriname	1,49	1,56	0,88	0,96	0,92	1,06	0,41%
Colombia	5,32	4,58	0,79	1,04	0,96	1,02	0,39%
Total	100,22	167,12	151,55	202,80	215,37	259,45	100,0%

Nota 01: Los promedios históricos fueron calculados a partir de los datos presentados por la US-EIA (en línea, ref.: de 02 de octubre de 2011), excepto los de 2008, 2009 y 2010. Nota 02: Los datos de 2008, 2009 y 2010 fueron estimados a partir del 2007 (US-EIA, en línea, ref.: de 02 de octubre de 2011) sobre las tasas de crecimiento del consumo de refinados de petróleo. Elaboración propia.

Tabla D.8.- Importaciones totales de refinados de petróleo de los países suramericanos.

Exportación de refinados de petróleo en Suramérica: Año 2010							
Unidades	Combust. destilados	Otros Productos	Gasolina de motor	GLP (gas líquido)	Combust. Residuales	Combust. Avión	Kerosene
1.000 bbl/día	172,020	61,233	263,884	125,054	445,893	92,158	0,000
1.000 m3/día	27,349	9,735	41,954	19,882	70,891	14,652	0,000
Participación porcentual de los países en la exportación de refinados							
Venezuela	85,71%	30,95%	51,27%	71,18%	52,50%	88,62%	0,00%
Brasil	8,53%	24,35%	19,79%	0,27%	17,00%	0,02%	0,00%
Colombia	0,00%	0,00%	4,71%	0,15%	14,15%	1,62%	0,00%
Perú	0,00%	0,79%	12,70%	0,10%	6,31%	9,02%	0,00%
Argentina	2,22%	33,10%	3,88%	15,99%	1,61%	0,72%	0,00%
Chile	3,40%	10,80%	5,20%	12,21%	2,42%	0,00%	0,00%
Ecuador	0,00%	0,00%	0,93%	0,00%	5,75%	0,00%	0,00%
Uruguay	0,14%	0,00%	1,51%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%
Suriname	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,26%	0,00%	0,00%
Bolivia	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Guyana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Paraguay	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total Suram.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%
Participación volumétrica. Exportación de refinados: miles de barriles diarios							
Venezuela	147,433	18,953	135,303	89,010	234,088	81,669	0,000
Brasil	14,671	14,908	52,215	0,336	75,796	0,014	0,000
Colombia	0,000	0,000	12,431	0,186	63,076	1,496	0,000
Perú	0,000	0,485	33,515	0,131	28,126	8,313	0,000
Argentina	3,820	20,271	10,247	19,996	7,177	0,666	0,000
Chile	5,851	6,616	13,731	15,267	10,793	0,000	0,000
Ecuador	0,000	0,000	2,445	0,000	25,655	0,000	0,000
Uruguay	0,245	0,000	3,996	0,127	0,000	0,000	0,000
Suriname	0,000	0,000	0,000	0,000	1,181	0,000	0,000
Bolivia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Participación volumétrica. Exportación de refinados: miles de metros cúbicos diarios							
Venezuela	23,440	3,013	21,511	14,152	37,217	12,984	0,000
Brasil	2,333	2,370	8,302	0,053	12,051	0,002	0,000
Colombia	0,000	0,000	1,976	0,030	10,028	0,238	0,000
Perú	0,000	0,077	5,328	0,021	4,472	1,322	0,000
Argentina	0,607	3,223	1,629	3,179	1,141	0,106	0,000
Chile	0,930	1,052	2,183	2,427	1,716	0,000	0,000
Ecuador	0,000	0,000	0,389	0,000	4,079	0,000	0,000
Uruguay	0,039	0,000	0,635	0,020	0,000	0,000	0,000
Suriname	0,000	0,000	0,000	0,000	0,188	0,000	0,000
Bolivia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Nota 01.- bbl/día: barriles diarios; m3/día: metros cúbicos diarios. Nota 02: "Otros Productos" implican, asfaltos, coque, lubricantes, parafinas, mezclas de componentes. Nota 03: Los datos de 2010 fueron estimados a partir del 2007 (US-EIA, en línea, ref.: de 02 de octubre de 2011) sobre las tasas de crecimiento en las exportaciones de refinados de petróleo. Nota 04: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla D.9.- Exportaciones por tipo de combustible refinado de petróleo:
Suramérica 2010.

Importaciones de refinados de petróleo en Suramérica: Año 2010							
Unidades	Combust. destilados	Otros Productos	Gasolina de motor	GLP (gas líquido)	Combust. Residuales	Combust. Avión	Kerosene
1.000 bbl/día	334,627	262,432	44,888	131,691	63,625	50,218	0,124
1.000 m3/día	53,201	41,723	7,137	20,937	10,116	7,984	0,020
Participación porcentual de los países en la importación de refinados							
Brasil	50,52%	94,67%	0,01%	48,20%	88,38%	86,45%	0,00%
Chile	19,11%	2,23%	38,67%	25,21%	3,20%	11,56%	0,00%
Ecuador	10,76%	0,03%	52,71%	22,38%	0,00%	0,00%	0,00%
Perú	6,71%	1,16%	5,05%	2,37%	0,00%	0,05%	0,00%
Argentina	4,60%	1,40%	0,93%	0,00%	1,36%	0,09%	0,00%
Uruguay	2,69%	0,46%	2,57%	1,16%	6,88%	0,45%	0,00%
Bolivia	2,73%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Colombia	1,84%	0,00%	0,06%	0,00%	0,18%	0,18%	0,00%
Suriname	1,03%	0,06%	0,00%	0,68%	0,00%	1,22%	100,00%
Guyana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Paraguay	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Venezuela	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total Suram.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%
Participación volumétrica. Importación de refinados: miles de barriles diarios							
Brasil	169,056	248,440	0,006	63,477	56,230	43,412	0,000
Chile	63,938	5,850	17,360	33,194	2,037	5,807	0,000
Ecuador	36,006	0,081	23,661	29,475	0,000	0,000	0,000
Perú	22,447	3,042	2,265	3,117	0,000	0,025	0,000
Argentina	15,408	3,664	0,418	0,000	0,865	0,046	0,000
Uruguay	9,009	1,196	1,153	1,532	4,377	0,224	0,000
Bolivia	9,149	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Colombia	6,160	0,000	0,025	0,000	0,116	0,092	0,000
Suriname	3,455	0,158	0,000	0,895	0,000	0,612	0,124
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Venezuela	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Participación volumétrica. Importación de refinados: miles de metros cúbicos diarios							
Brasil	26,878	39,499	0,001	10,092	8,940	6,902	0,000
Chile	10,165	0,930	2,760	5,277	0,324	0,923	0,000
Ecuador	5,725	0,013	3,762	4,686	0,000	0,000	0,000
Perú	3,569	0,484	0,360	0,496	0,000	0,004	0,000
Argentina	2,450	0,582	0,067	0,000	0,137	0,007	0,000
Uruguay	1,432	0,190	0,183	0,244	0,696	0,036	0,000
Bolivia	1,455	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Colombia	0,979	0,000	0,004	0,000	0,018	0,015	0,000
Suriname	0,549	0,025	0,000	0,142	0,000	0,097	0,020
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Venezuela	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Nota 01.- bbl/día: barriles diarios; m3/día: metros cúbicos diarios. Nota 02: "Otros Productos" implican, asfaltos, coque, lubricantes, parafinas, mezclas de componentes. Nota 03: Los datos de 2010 fueron estimados a partir del 2007 (US-EIA, en línea, ref.: de 02 de octubre de 2011) sobre las tasas de crecimiento en las importaciones de refinados de petróleo. Nota 04: La transformación de barriles a metros cúbicos fue realizada a través del factor de conversión de 1 metro cúbico = 6,2898 barriles de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Elaboración propia.

Tabla D.10.- Importaciones por tipo de combustible refinado de petróleo:
Suramérica 2010.

Capacidad de refinamiento por país suramericano: Miles de barriles diarios							
País	Período (Capacidad promedio)				Variac.% 1990 a 2009	Año 2009	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09		Capac.	% Tot.
Brasil	1.374,1	1.439,9	2.248,2	2.449,0	75,2%	2.447,8	39,1%
Venezuela	1.174,6	1.177,0	1.498,5	1.563,4	30,2%	1.563,4	25,0%
Argentina	700,1	662,0	855,9	863,6	25,2%	862,3	13,8%
Colombia	252,3	248,9	399,5	427,9	88,5%	427,9	6,8%
Chile	148,8	188,8	273,9	317,7	116,1%	317,7	5,1%
Perú	184,6	182,7	204,9	242,3	46,9%	252,8	4,0%
Ecuador	144,8	157,6	225,8	238,3	64,3%	238,3	3,8%
Uruguay	31,6	37,2	57,2	81,0	145,5%	81,0	1,3%
Bolivia	47,8	46,8	71,3	56,7	-8,1%	53,3	0,9%
Suriname	0,0	2,7	9,2	9,8	*	9,8	0,2%
Paraguay	7,7	7,5	7,5	7,5	-6,3%	7,5	0,1%
Guyana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Total Suram.	4.066,2	4.151,1	5.852,0	6.257,1	53,6%	6.261,6	100,0%

Capacidad de refinamiento por país suramericano: Miles de metros cúbicos diarios							
País	Período (Capacidad promedio)				Variac.% 1990 a 2009	Año 2009	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09		Capac.	% Tot.
Brasil	218,5	228,9	357,4	389,4	75,2%	389,2	39,1%
Venezuela	186,7	187,1	238,2	248,6	30,2%	248,6	25,0%
Argentina	111,3	105,3	136,1	137,3	25,2%	137,1	13,8%
Colombia	40,1	39,6	63,5	68,0	88,5%	68,0	6,8%
Chile	23,7	30,0	43,5	50,5	116,1%	50,5	5,1%
Perú	29,3	29,0	32,6	38,5	46,9%	40,2	4,0%
Ecuador	23,0	25,1	35,9	37,9	64,3%	37,9	3,8%
Uruguay	5,0	5,9	9,1	12,9	145,5%	12,9	1,3%
Bolivia	7,6	7,4	11,3	9,0	-8,1%	8,5	0,9%
Suriname	0,0	0,4	1,5	1,6	*	1,6	0,2%
Paraguay	1,2	1,2	1,2	1,2	-6,3%	1,2	0,1%
Guyana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Total Suram.	646,5	660,0	930,4	994,8	53,6%	995,5	100,0%

Fuente: US-EIA (en línea, ref.: de 02 de abril de 2011). Elaboración propia.

Tabla D.11.- Capacidades de refinamiento por país en Suramérica.

Proyección producción de energías líquidas primarias. Unidades: Cuatrillones de BTU											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	0,2%	9,7%	4,9%	7,1%	6,463	7,624	8,947	10,498	12,318	14,455	3,3%
Venezuela	5,5%	1,0%	-4,7%	-3,7%	4,821	4,918	5,042	5,169	5,300	5,434	0,5%
Colombia	0,5%	8,6%	-6,3%	8,6%	1,679	1,709	0,902	0,000	0,000	0,000	*
Argentina	8,2%	3,0%	-0,2%	0,0%	1,632	1,198	0,879	0,645	0,000	0,000	*
Ecuador	6,6%	-1,4%	7,5%	-1,8%	0,986	1,059	1,141	1,229	1,324	1,427	1,5%
Perú	-0,1%	-4,7%	-1,5%	7,9%	0,335	0,390	0,230	0,000	0,000	0,000	*
Bolivia	4,8%	4,3%	11,0%	-2,6%	0,111	0,119	0,128	0,138	0,107	0,083	-1,2%
Suriname	11,4%	9,3%	-0,3%	8,9%	0,031	0,032	0,024	0,017	0,016	0,015	-2,7%
Chile	-4,7%	-9,3%	-0,9%	-7,1%	0,021	0,018	0,014	0,012	0,010	0,008	-4,0%
Paraguay	-20,3%	-11,0%	7,3%	36,0%	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,016	4,0%
Uruguay	11,0%	*	26,4%	1,0%	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	4,3%
Guyana	*	*	*	*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	*
Tot.Suram.	4,1%	3,6%	-0,9%	2,0%	16,086	17,077	17,320	17,724	19,094	21,443	1,2%

Proyección producción de energías líquidas primarias. Unidades: Millones de TEP											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	0,2%	9,7%	4,9%	7,1%	162,341	191,519	224,731	263,702	309,430	363,089	3,3%
Venezuela	5,5%	1,0%	-4,7%	-3,7%	121,105	123,535	126,655	129,853	133,132	136,494	0,5%
Colombia	0,5%	8,6%	-6,3%	8,6%	42,163	42,926	22,653	0,000	0,000	0,000	*
Argentina	8,2%	3,0%	-0,2%	0,0%	40,997	30,095	22,087	16,210	0,000	0,000	*
Ecuador	6,6%	-1,4%	7,5%	-1,8%	24,763	26,610	28,667	30,882	33,269	35,840	1,5%
Perú	-0,1%	-4,7%	-1,5%	7,9%	8,403	9,792	5,782	0,000	0,000	0,000	*
Bolivia	4,8%	4,3%	11,0%	-2,6%	2,786	2,995	3,227	3,476	2,690	2,081	-1,2%
Suriname	11,4%	9,3%	-0,3%	8,9%	0,771	0,808	0,593	0,435	0,409	0,384	-2,7%
Chile	-4,7%	-9,3%	-0,9%	-7,1%	0,538	0,440	0,359	0,293	0,239	0,195	-4,0%
Paraguay	-20,3%	-11,0%	7,3%	36,0%	0,147	0,180	0,219	0,266	0,324	0,394	4,0%
Uruguay	11,0%	*	26,4%	1,0%	0,054	0,067	0,082	0,102	0,125	0,155	4,3%
Guyana	*	*	*	*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	*
Tot.Suram.	4,1%	3,6%	-0,9%	2,0%	404,067	428,967	435,054	445,218	479,618	538,632	1,2%

Nota 01: (i) Líquidos de Petróleo: incluyen producción de petróleo, GNLP, ganancias a partir de refinamiento, líquidos residuales como coque, asfaltos, lubricantes, parafinas, nafta, productos petroquímicos, solventes. (ii) Biocombustibles como etanol, biodiesel y Nota 02: La tabla fue construida a partir de los datos presentados en la Tabla C.12 y convertidas a BTU a partir de la metodología expuesta en la nota 03 de la Tabla C.13.

Tabla D.12.- Proyección al 2035 en la producción de energías líquidas totales.

Proyección consumo de energías líquidas primarias. Unidades: Cuatrillones de BTU											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brazil	3,0%	4,1%	-0,4%	5,5%	5,178	6,085	7,170	8,387	9,894	11,550	3,3%
Venezuela	2,7%	0,7%	2,6%	5,0%	1,362	1,655	2,086	2,604	3,225	3,967	4,4%
Argentina	2,6%	3,6%	-2,0%	5,1%	1,119	1,428	1,850	2,377	3,000	3,638	4,8%
Colombia	5,6%	2,6%	-0,9%	2,9%	0,598	0,703	0,826	0,968	1,133	1,323	3,2%
Chile	7,5%	5,5%	0,9%	3,1%	0,562	0,619	0,699	0,809	0,950	1,085	2,7%
Ecuador	5,3%	1,0%	3,9%	4,7%	0,419	0,463	0,579	0,755	0,976	1,257	4,5%
Peru	2,2%	2,9%	0,8%	4,0%	0,383	0,459	0,551	0,661	0,793	0,952	3,7%
Bolivia	4,9%	7,4%	0,8%	4,1%	0,119	0,137	0,157	0,181	0,208	0,239	2,8%
Uruguay	1,6%	11,8%	-2,8%	5,4%	0,070	0,095	0,130	0,176	0,230	0,294	5,9%
Paraguay	6,3%	4,3%	0,9%	5,0%	0,067	0,082	0,099	0,119	0,143	0,173	3,8%
Suriname	-2,8%	0,5%	4,3%	3,6%	0,027	0,029	0,031	0,033	0,035	0,037	1,3%
Guyana	12,9%	12,1%	-1,8%	-1,9%	0,021	0,021	0,022	0,023	0,023	0,024	0,5%
Tot.Suram.	3,3%	3,6%	0,0%	5,0%	9,925	11,776	14,199	17,091	20,610	24,539	3,7%

Proyección consumo de energías líquidas primarias. Unidades: Millones de TEP											
País	Tasa de Crec. Promedio (TCP)				Hist. 2010	Proyección de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brazil	3,0%	4,1%	-0,4%	5,5%	130,08	152,85	180,10	210,67	248,52	290,13	3,3%
Venezuela	2,7%	0,7%	2,6%	5,0%	34,22	41,57	52,40	65,41	81,01	99,65	4,4%
Argentina	2,6%	3,6%	-2,0%	5,1%	28,10	35,87	46,46	59,70	75,36	91,37	4,8%
Colombia	5,6%	2,6%	-0,9%	2,9%	15,01	17,66	20,74	24,31	28,45	33,24	3,2%
Chile	7,5%	5,5%	0,9%	3,1%	14,13	15,54	17,57	20,32	23,87	27,26	2,7%
Ecuador	5,3%	1,0%	3,9%	4,7%	10,52	11,64	14,55	18,96	24,53	31,56	4,5%
Peru	2,2%	2,9%	0,8%	4,0%	9,61	11,53	13,84	16,61	19,93	23,91	3,7%
Bolivia	4,9%	7,4%	0,8%	4,1%	2,98	3,43	3,95	4,54	5,22	6,00	2,8%
Uruguay	1,6%	11,8%	-2,8%	5,4%	1,75	2,40	3,26	4,42	5,78	7,40	5,9%
Paraguay	6,3%	4,3%	0,9%	5,0%	1,70	2,06	2,48	2,99	3,60	4,34	3,8%
Suriname	-2,8%	0,5%	4,3%	3,6%	0,68	0,72	0,77	0,82	0,88	0,93	1,3%
Guyana	12,9%	12,1%	-1,8%	-1,9%	0,53	0,54	0,55	0,57	0,58	0,60	0,5%
Tot.Suram.	3,3%	3,6%	0,0%	5,0%	249,3	295,8	356,7	429,3	517,7	616,4	3,7%

Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Las TCP históricas fueron calculadas a partir de las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea), ref.: de 10 de abril de 2011. Nota 03: Las proyecciones de consumo de energías líquidas en BTU fueron realizadas a partir de la diferencia entre proyecciones del consumo total de energías (Tabla D.1) menos las proyecciones (como componentes del total) en el consumo de las energías de: gas (Tabla D.19), carbón mineral (C.26), energía nuclear (C.28), hidráulica (C.30, bajo las modificaciones mencionadas en nota 03 de Tabla C.32.3), eólica (Tabla D.32), geotérmica (Tabla C.29), biomasa & residuos (Tabla D.34). Para más consideraciones ver sección III, literal c, dentro de capítulo introductorio de este Apéndice. Elaboración propia.

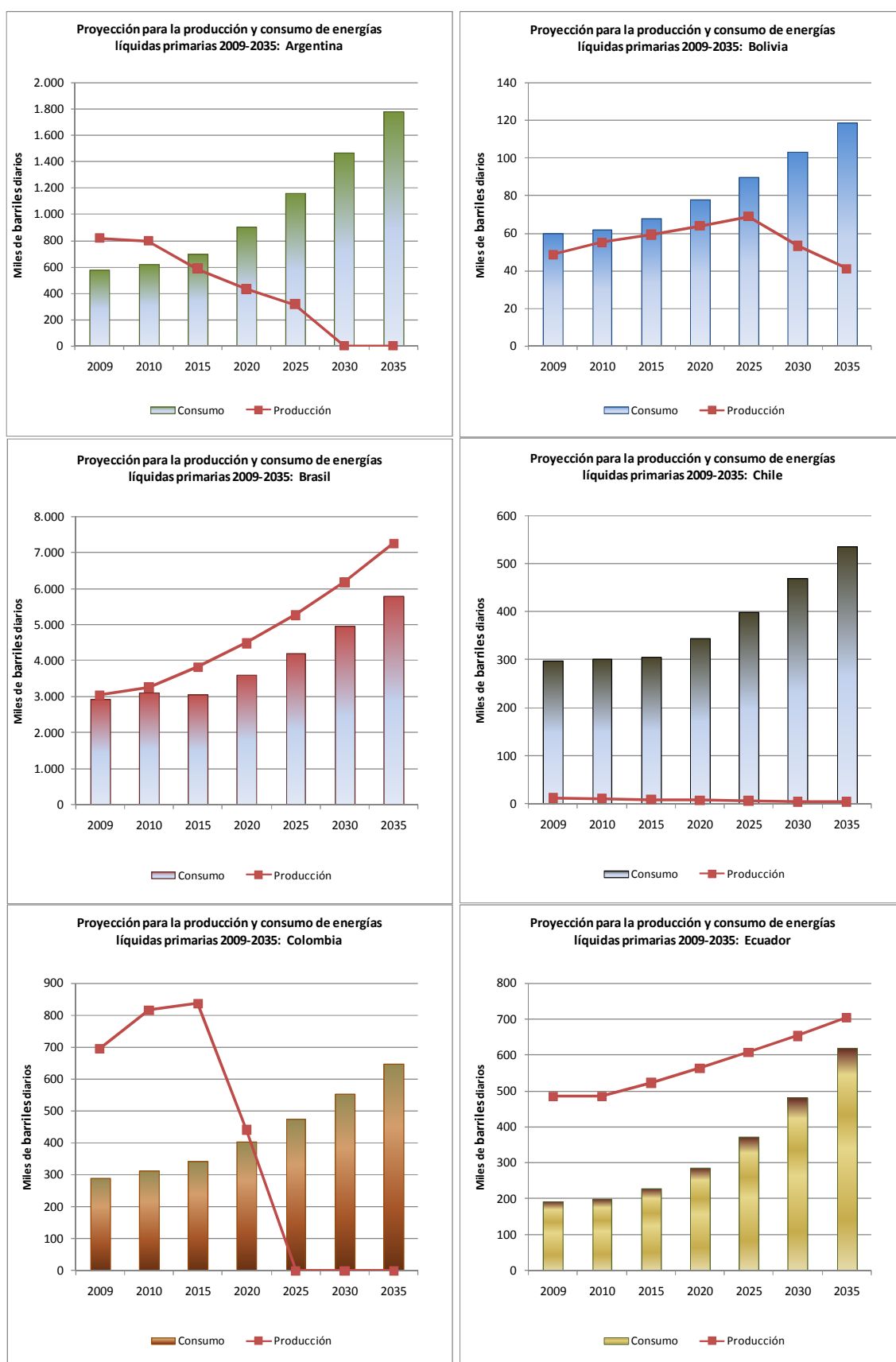
Tabla D.13.- Proyección en el consumo de energías primarias líquidas al 2035 de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.

País	Tipo	Miles de barriles diarios					
		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	Producc.	799,7	586,9	430,7	316,1	0,0	0,0
	Cons.	620,46	699,54	906,06	1.164,36	1.469,65	1.781,96
Bolivia	Producc.	55,1	59,3	63,9	68,8	53,3	41,2
	Cons.	62,00	67,93	78,12	89,84	103,32	118,81
Brasil	Producc.	3.269,0	3.835,9	4.501,1	5.281,6	6.197,5	7.272,2
	Cons.	3.115,54	3.061,28	3.607,24	4.219,51	4.977,53	5.811,02
Chile	Producc.	10,6	8,7	7,1	5,8	4,7	3,8
	Cons.	302,71	306,33	346,29	400,42	470,39	537,33
Colombia	Producc.	816,2	836,8	441,6	0,0	0,0	0,0
	Cons.	313,04	344,34	404,34	473,94	554,57	647,87
Ecuador	Producc.	485,6	523,1	563,6	607,1	654,0	704,6
	Cons.	201,00	228,73	286,04	372,63	482,17	620,49
Guyana	Producc.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Cons.	10,00	10,24	10,50	10,76	11,03	11,31
Paraguay	Producc.	2,9	3,5	4,3	5,2	6,4	7,8
	Cons.	33,70	40,61	48,94	58,97	71,06	85,62
Perú	Producc.	163,7	187,9	110,9	0,0	0,0	0,0
	Cons.	191,98	221,25	265,51	318,61	382,33	458,79
Suriname	Producc.	14,5	15,1	11,1	8,1	7,7	7,2
	Cons.	15,00	13,53	14,43	15,39	16,42	17,51
Uruguay	Producc.	1,0	1,3	1,6	1,9	2,4	2,9
	Cons.	52,31	45,39	61,71	83,81	109,42	140,12
Venezuela	Producc.	2.375,0	2.434,9	2.496,4	2.559,4	2.624,1	2.690,3
	Cons.	746,00	819,32	1.032,85	1.289,31	1.596,64	1.964,21
Total	Producc.	7.993,2	8.493,4	8.632,2	8.854,2	9.550,0	10.730,0
	Cons.	5.663,75	5.858,49	7.062,01	8.497,55	10.244,52	12.195,05

País	Tipo	Miles de metros cúbicos diarios					
		2009	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	Producc.	127,1	93,3	68,5	50,3	0,0	0,0
	Cons.	98,65	111,22	144,05	185,12	233,66	283,31
Bolivia	Producc.	8,8	9,4	10,2	10,9	8,5	6,6
	Cons.	9,86	10,80	12,42	14,28	16,43	18,89
Brasil	Producc.	519,7	609,9	715,6	839,7	985,3	1.156,2
	Cons.	495,33	486,71	573,51	670,85	791,37	923,88
Chile	Producc.	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6
	Cons.	48,13	48,70	55,06	63,66	74,79	85,43
Colombia	Producc.	129,8	133,0	70,2	0,0	0,0	0,0
	Cons.	49,77	54,75	64,29	75,35	88,17	103,00
Ecuador	Producc.	77,2	83,2	89,6	96,5	104,0	112,0
	Cons.	31,96	36,37	45,48	59,24	76,66	98,65
Guyana	Producc.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Cons.	1,59	1,63	1,67	1,71	1,75	1,80
Paraguay	Producc.	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,2
	Cons.	5,36	6,46	7,78	9,38	11,30	13,61
Perú	Producc.	26,0	29,9	17,6	0,0	0,0	0,0
	Cons.	30,52	35,18	42,21	50,65	60,79	72,94
Suriname	Producc.	2,3	2,4	1,8	1,3	1,2	1,1
	Cons.	2,38	2,15	2,29	2,45	2,61	2,78
Uruguay	Producc.	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5
	Cons.	8,32	7,22	9,81	13,33	17,40	22,28
Venezuela	Producc.	377,6	387,1	396,9	406,9	417,2	427,7
	Cons.	118,60	130,26	164,21	204,98	253,85	312,29
Total	Producc.	1.270,8	1.350,3	1.372,4	1.407,7	1.518,3	1.705,9
	Cons.	900,47	931,43	1.122,77	1.351,01	1.628,75	1.938,86

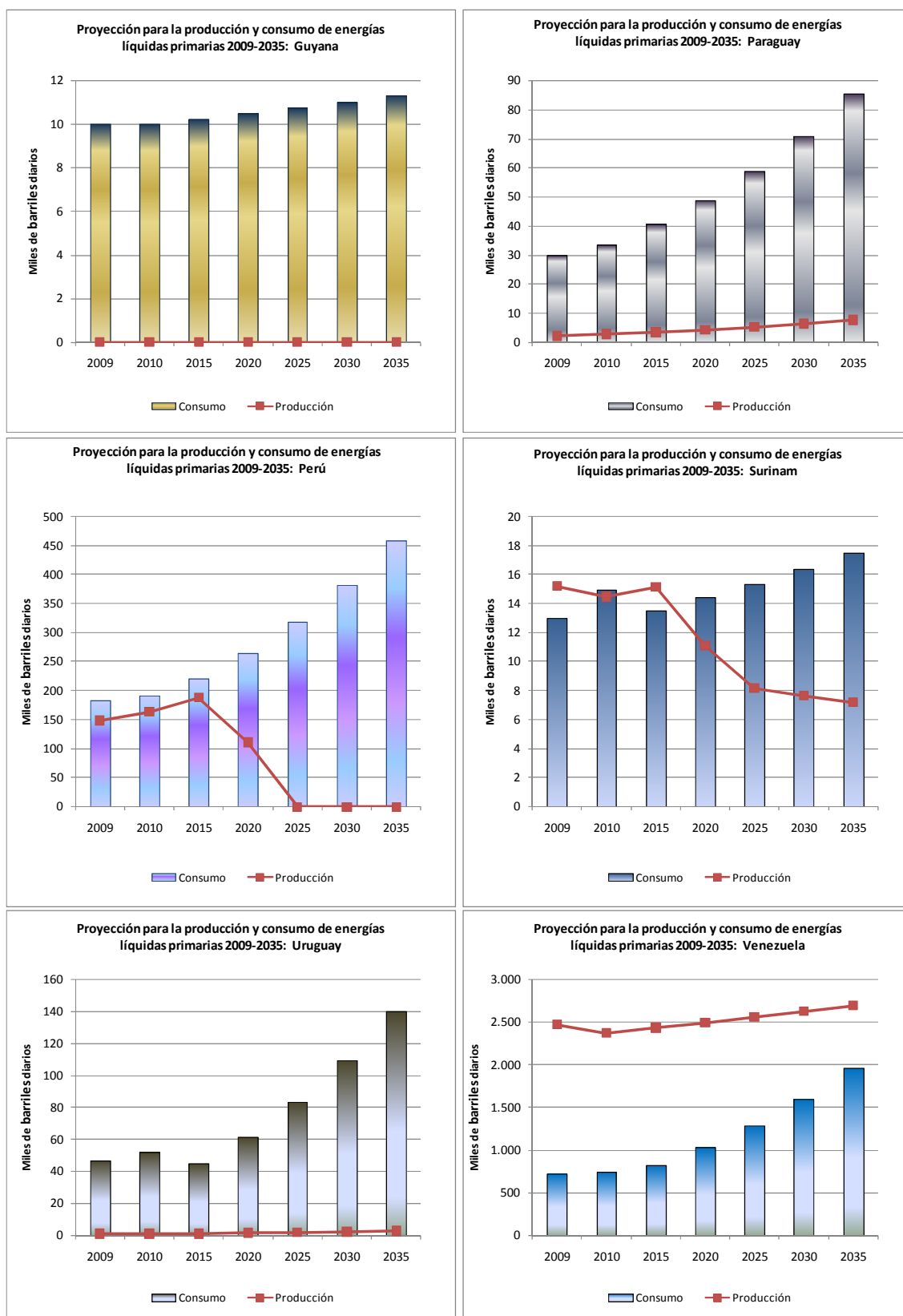
Nota: Realizada en base a los datos presentados en las Tablas C.12 y C.12.
Elaboración propia.

Tabla D.14.- Proyección de producción y consumo de energías líquidas primarias por cada país suramericano.



Nota: Realizado a partir de Tabla D.14. Elaboración propia.

Figura D.1.- Proyecciones de consumo y producción de energías líquidas por países.
Continúa...



Nota: Realizado a partir de Tabla D.14. Elaboración propia.

Figura D.1.- Proyecciones de consumo y producción de energías líquidas por países.

Consumo de Gas Natural Seco: Cuatrillones de BTU							
Región	Período (Promedio de consumo)				Año		
	1ro	2do	3ro	4to	2009	2010*	
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2010	Consumo	Consumo	% Total
Argentina	0,828	1,085	1,234	1,582	1,592	1,604	36,7%
Venezuela	0,955	1,167	1,169	0,966	0,851	1,055	24,1%
Brasil	0,143	0,201	0,480	0,767	0,688	0,923	21,1%
Colombia	0,144	0,175	0,198	0,255	0,285	0,298	6,8%
Peru	0,023	0,019	0,017	0,102	0,114	0,178	4,1%
Chile	0,061	0,106	0,253	0,188	0,105	0,174	4,0%
Bolivia	0,031	0,040	0,055	0,097	0,104	0,111	2,5%
Ecuador	0,005	0,005	0,007	0,013	0,014	0,014	0,3%
Uruguay	0,000	0,000	0,002	0,003	0,001	0,001	0,0%
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Suriname	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Total Suramérica	2,19	2,80	3,42	3,974	3,754	4,373	100,0%
% de C&S.Amér.	90,9%	89,1%	87,5%	82,1%	81,3%	78,9%	
% del Mundo	2,8%	3,3%	3,6%	3,6%	3,4%	3,8%	
C&Suramérica	2,41	3,14	3,90	4,84	4,62	5,54	
Total Mundial	77,45	84,78	95,58	110,57	110,05	115,44	

Consumo de Gas Natural Seco: Millones de TEP							
Región	Período (Promedio de consumo)				Año		
	1ro	2do	3ro	4to	2009	2010*	
	1990-1994	1995-1999	2000-2004	2005-2010	Consumo	Consumo	% Total
Argentina	20,795	27,256	30,997	39,727	39,991	40,288	36,7%
Venezuela	23,987	29,322	29,354	24,270	21,373	26,497	24,1%
Brasil	3,601	5,059	12,069	19,268	17,270	23,184	21,1%
Colombia	3,623	4,401	4,981	6,415	7,161	7,485	6,8%
Peru	0,577	0,488	0,417	2,550	2,860	4,465	4,1%
Chile	1,521	2,653	6,365	4,711	2,643	4,383	4,0%
Bolivia	0,769	0,997	1,387	2,430	2,623	2,790	2,5%
Ecuador	0,116	0,125	0,166	0,320	0,341	0,341	0,3%
Uruguay	0,000	0,004	0,052	0,070	0,037	0,037	0,0%
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Suriname	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Total Suramérica	54,99	70,30	85,79	99,82	94,30	109,84	100,0%
% de C&S.Amér.	90,9%	89,1%	87,5%	82,1%	81,3%	78,9%	
% del Mundo	2,8%	3,3%	3,6%	3,6%	3,4%	3,8%	
C&Suramérica	60,50	78,87	97,99	121,57	115,94	139,22	
Total Mundial	1.945,38	2.129,51	2.400,84	2.777,31	2.764,25	2.899,72	

(*): Datos estimados del 2010 en cuanto al cálculo de BTU realizado a partir de Tabla D.16 (año 2010) y promedio de los últimos cinco años bajo la relación existente entre BTU y pie cúbico de US-EIA (en línea). BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 02: Los valores históricos para la determinación de promedio por período fueron tomados de la US-EIA (en línea), ref.: de 19 de abril de 2011. Elaboración propia.

Tabla D.15.- Consumo de gas natural seco suramericano y total mundial: Promedios históricos 1990-2010 en términos energéticos.

Consumo de Gas Natural Seco: 1.000 millones de pies cúbicos							
Región	Período (Promedio de consumo)				Año		
	1ro 1990-1994	2do 1995-1999	3ro 2000-2004	4to 2005-2010	2009 Consumo	2010 Consumo	% Total
Argentina	794,80	1.038,33	1.180,86	1.513,42	1.523,49	1.534,79	37,4%
Venezuela	801,79	980,12	981,19	811,26	714,42	885,70	21,6%
Brasil	128,87	193,67	461,99	737,55	661,10	887,47	21,6%
Colombia	155,25	188,58	213,44	274,88	306,89	+320,75	7,8%
Peru	24,75	20,91	17,87	109,29	122,54	+191,34	4,7%
Chile	60,55	101,21	241,48	178,78	100,29	+166,33	4,1%
Bolivia	30,60	38,07	52,83	92,59	99,94	106,30	2,6%
Ecuador	3,56	3,81	5,09	9,81	10,45	10,45	0,3%
Uruguay	0,00	0,14	1,98	2,65	1,41	1,41	0,0%
Guyana	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Paraguay	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Suriname	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Tot.Suramérica	2.000,2	2.564,8	3.156,7	3.730,2	3.540,5	4.104,5	100,0%
Mundo	75.700,2	82.376,5	92.735,7	107.185,0	106.763,9	111.909,0	
C&Suramérica	2.210,2	2.891,0	3.621,7	4.557,9	4.364,7	5.219,5	

Consumo de Gas Natural Seco: 1.000 millones de metros cúbicos							
Región	Período (Promedio de consumo)				Año		
	1ro 1990-1994	2do 1995-1999	3ro 2000-2004	4to 2005-2010	2009 Consumo	2010 Consumo	% Total
Argentina	22,506	29,402	33,438	42,855	43,140	43,460	43,0%
Venezuela	22,704	27,754	27,784	22,972	20,230	25,080	20,2%
Brasil	3,649	5,484	13,082	20,885	18,720	25,130	18,7%
Colombia	4,396	5,340	6,044	7,784	8,690	+9,083	8,7%
Peru	0,701	0,592	0,506	3,095	3,470	+5,418	3,5%
Chile	1,715	2,866	6,838	5,062	2,840	+4,710	2,8%
Bolivia	0,866	1,078	1,496	2,622	2,830	3,010	2,8%
Ecuador	0,101	0,108	0,144	0,278	0,296	0,296	0,3%
Uruguay	0,000	0,004	0,056	0,075	0,040	0,040	0,0%
Guyana	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Suriname	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0%
Tot.Suramérica	56,64	72,63	89,39	105,63	100,26	116,23	100,0%
Mundo	2.143,59	2.332,64	2.625,98	3.035,14	3.023,21	3.168,91	
C&Suramérica	62,59	81,86	102,55	129,07	123,59	147,80	

Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 unidades. Nota 02: La transformación de pie cúbico a metro cúbico fue realizado a partir del factor de conversión equivalente a $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$ de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 03: Los datos históricos para la determinación del promedio por período fueron tomados de US-EIA (en línea; ref.: de 19 de abril de 2011). Elaboración propia.

Tabla D.16.- Consumo de gas natural seco suramericano en términos volumétricos:
1990-2010

Producción de Gas Natural Seco: Cuatrillones de BTU							
Región	Período (Promedio de producción)				Año		
	1ro	2do	3ro	4to	2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Producc.	Producc.	% Total
Argentina	0,748	1,056	1,451	1,612	1,526	1,480	36,0%
Venezuela	0,955	1,167	1,169	0,927	0,775	0,963	23,4%
Bolivia	0,106	0,110	0,229	0,502	0,466	0,544	13,2%
Brazil	0,143	0,199	0,298	0,397	0,378	0,456	11,1%
Colombia	0,144	0,175	0,198	0,286	0,344	0,369	9,0%
Peru	0,023	0,019	0,017	0,111	0,114	0,237	5,8%
Chile	0,061	0,066	0,047	0,064	0,050	0,051	1,2%
Ecuador	0,005	0,005	0,007	0,013	0,014	0,014	0,3%
Total Suram.	2,18	2,80	3,42	3,87	3,67	4,11	100%

Producción de Gas Natural Seco: Millones de TEP							
Región	Período (Promedio de producción)				Año		
	1ro	2do	3ro	4to	2009	2010	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Producc.	Producc.	% Total
Argentina	18,786	26,535	36,446	40,492	38,343	37,173	36,0%
Venezuela	23,987	29,322	29,354	23,288	19,472	24,194	23,4%
Bolivia	2,658	2,770	5,760	12,613	11,698	13,655	13,2%
Brazil	3,601	4,991	7,477	9,964	9,484	11,449	11,1%
Colombia	3,623	4,401	4,981	7,181	8,645	9,281	9,0%
Peru	0,577	0,488	0,417	2,800	2,860	5,965	5,8%
Chile	1,526	1,665	1,188	1,605	1,256	1,271	1,2%
Ecuador	0,116	0,125	0,166	0,322	0,341	0,348	0,3%
Total Suram.	54,87	70,30	85,79	97,25	92,10	103,34	100%

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: Los datos del 2010 fueron estimados a partir de la Tabla C.14 (año 2010) y convertidos a BTU a través del equivalente entre pies cúbicos y BTU de los últimos cinco años por cada país, y en base de las tablas de producción de gas US-EIA (en línea). Nota 02: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión de 1TEP=39.810.220 BTU a partir de lo expresado en Apéndice A. Nota 03: Los valores históricos para la determinación de promedio por período fueron tomados de la US-EIA (en línea); ref.: de 20 de abril de 2011. Elaboración propia.

Tabla D.17.- Producción de gas natural seco suramericano: Promedios históricos 1990-2010 en términos energéticos.

Reservas de Gas Natural: 1.000 millones de pies cúbicos							
Región	Reservas de gas (En año citado)						R/P-2011
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	
Venezuela	100.846,0	130.400,0	142.500,0	151.000,0	175.970,0	+192.700,0	238,3
Brazil	3.849,0	4.852,0	7.979,0	8.829,0	12.862,0	+14.714,1	33,6
Argentina	27.299,0	18.246,0	24.247,0	21.630,0	14.070,0	13.379,0	9,4
Peru	650,0	7.031,0	9.000,0	8.715,0	11.800,0	+12.462,0	48,8
Bolivia	5.475,0	4.460,0	4.340,0	24.000,0	26.500,0	+9.923,4	19,1
Colombia	4.020,0	7.882,0	6.937,0	4.040,0	3.955,0	+4.384,0	11,0
Chile	4.200,0	3.900,0	3.460,0	3.460,0	3.460,0	3.460,0	71,7
Ecuador	3.990,0	3.800,0	3.670,0	345,0	282,0	282,0	26,5
Tot.Suramérica	150.329,0	180.571,0	202.133,0	222.019,0	248.899,0	251.304,6	64,5

Reservas de Gas Natural: 1.000 millones de metros cúbicos							
Región	Reservas de gas (En año citado)						R/P-2011
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	
Venezuela	2.855,6	3.692,5	4.035,1	4.275,8	4.982,9	+5.456,7	238,3
Brazil	109,0	137,4	225,9	250,0	364,2	+416,7	33,6
Argentina	773,0	516,7	686,6	612,5	398,4	378,9	9,4
Peru	18,4	199,1	254,9	246,8	334,1	+352,9	48,8
Bolivia	155,0	126,3	122,9	679,6	750,4	+281,0	19,1
Colombia	113,8	223,2	196,4	114,4	112,0	+124,1	11,0
Chile	118,9	110,4	98,0	98,0	98,0	98,0	71,7
Ecuador	113,0	107,6	103,9	9,8	8,0	8,0	26,5
Tot.Suramérica	4.256,8	5.113,2	5.723,8	6.286,9	7.048,0	7.116,1	64,5

(+) Fuente: BP (2011). Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 . Nota 02: La transformación de pie cúbico a metro cúbico se realizó a partir del factor de conversión especificado equivalente a $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$ de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 03: R/P es el ratio de reservas de un año específico sobre la producción de ese mismo año, dando como resultado un número de años aproximados el cual duraría las reservas existentes a ese ritmo de producción. Para hallar este índice se tomó las reservas totales a principios de 2011 (finales de 2010) y se las dividió para la producción bruta menos el volumen retirado para reinyecciones datos últimos del 2010 según últimas estadísticas registradas por la US-EIA (en línea, ref.: de 21 de abril de 2011). Nota 04: Los datos históricos fueron tomados de US-EIA (Ibídem) excepto los datos marcados con (+). Nota 05: La información estadística brindada por la UE-EIA (en línea), expresa a través de sus datos a fecha última de revisión de 12 de junio de 2011, que Bolivia cuenta con unas reservas a principios de 2011 de $26,5 \times 10^{12}$ pies cúbicos, sin embargo se ha usado información procedente de BP al considerarlas ajustadas a 1/3 del valor señalado según datos oficiales (El Día, 2011). Elaboración propia.

Tabla D.18.- Reservas de gas natural suramericano: 1990-2011

Consumo de Gas Natural Seco: Cuatrillones de BTU											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	5,0%	4,6%	3,4%	1,5%	1,604	1,702	1,807	1,918	2,036	2,161	1,2%
Venezuela	3,6%	1,5%	0,0%	1,4%	1,057	1,182	1,324	1,484	1,662	1,862	2,3%
Brasil	8,6%	9,7%	16,2%	6,1%	0,921	1,123	1,366	1,662	2,022	2,460	4,0%
Colombia	1,8%	3,3%	2,0%	6,4%	0,298	0,329	0,363	0,401	0,443	0,489	2,0%
Perú	16,2%	-18,5%	26,1%	27,9%	0,178	0,372	0,405	0,442	0,482	0,526	4,4%
Chile	0,9%	26,2%	12,3%	-11,2%	0,174	0,183	0,193	0,203	0,213	0,224	1,0%
Bolivia	3,9%	-7,3%	14,2%	7,4%	0,111	0,170	0,217	0,296	0,361	0,398	5,2%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	4,9%	3,0%	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	1,3%
Uruguay	*	*	31,6%	-14,6%	0,0015	0,0016	0,0018	0,0019	0,0021	0,0023	1,7%
Total Suram.	4,3%	4,1%	4,7%	2,6%	4,36	5,08	5,69	6,42	7,24	8,14	2,5%

Consumo de Gas Natural Seco: Millones de TEP											
Región	Tasa Crec. Prom. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	5,0%	4,6%	3,4%	1,5%	40,288	42,764	45,392	48,181	51,143	54,286	1,2%
Venezuela	3,6%	1,5%	0,0%	1,4%	26,550	29,688	33,263	37,268	41,756	46,784	2,3%
Brasil	8,6%	9,7%	16,2%	6,1%	23,138	28,207	34,318	41,753	50,799	61,805	4,0%
Colombia	1,8%	3,3%	2,0%	6,4%	7,485	8,264	9,124	10,074	11,122	12,280	2,0%
Perú	16,2%	-18,5%	26,1%	27,9%	4,465	9,334	10,180	11,102	12,108	13,206	4,4%
Chile	0,9%	26,2%	12,3%	-11,2%	4,383	4,606	4,841	5,088	5,348	5,621	1,0%
Bolivia	3,9%	-7,3%	14,2%	7,4%	2,790	4,263	5,448	7,444	9,057	9,999	5,2%
Ecuador	-3,1%	-4,5%	4,9%	3,0%	0,348	0,371	0,394	0,420	0,446	0,475	1,3%
Uruguay	*	*	31,6%	-14,6%	0,038	0,041	0,045	0,049	0,053	0,058	1,7%
Total Suram.	4,3%	4,1%	4,7%	2,6%	109,49	127,54	143,01	161,38	181,83	204,51	2,5%

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión equivalente de $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Los TCP históricos fueron calculados a partir de las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea, ref.: de 22 de abril de 2011) con excepción de los datos de 2010. Nota 03: Las proyecciones del consumo de gas natural seco y de los datos del 2010, fueron realizadas a partir de la Tabla 3.17 del presente trabajo y sus conversiones a BTU se realizaron a partir de los factores por cada país presentados por la US-EIA (en línea, Natural.Gas/Heat.Content), factores contrastados con los hallados (promedio cinco últimos años) entre el comparativo de las tablas entre BTU y Volumen. (US-EIA, en línea: Natural.Gas/Consumption/ "Billion.Cubic.Feet vs Quadrillion.BTU"). Elaboración propia.

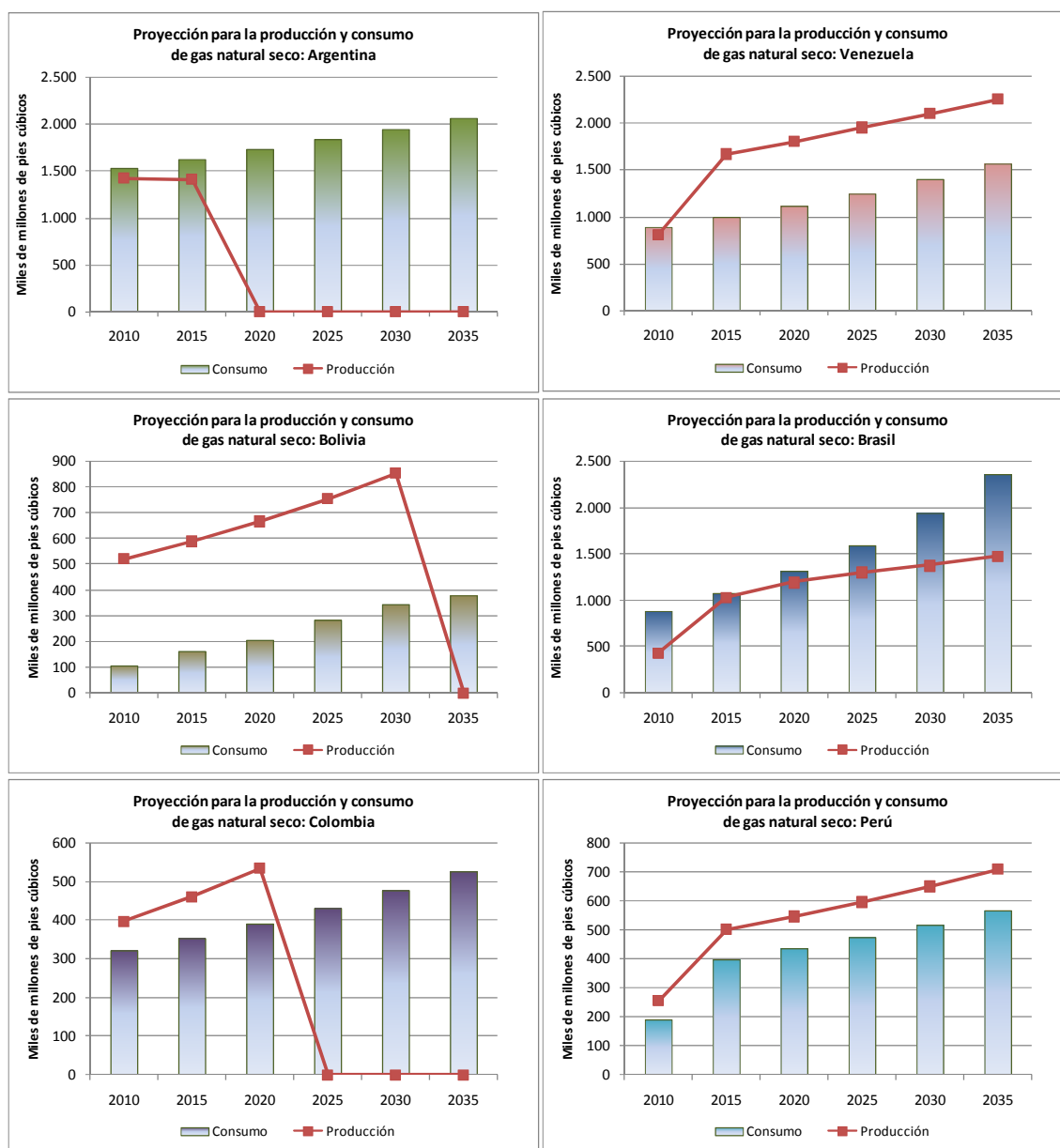
Tabla D.19.- Proyección en el consumo al 2035 de gas natural seco de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.

País	Tipo	Gas: Producción y Consumo: Miles de millones de pies cúbicos					
		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	Producción	1.416,1	1.405,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	Consumo	1.534,79	1.629,11	1.729,24	1.835,51	1.948,32	2.068,05
Venezuela	Producción	808,7	1.664,0	1.800,0	1.950,0	2.100,0	2.250,0
	Consumo	885,70	992,35	1.111,84	1.245,72	1.395,72	1.563,79
Bolivia	Producción	520,2	588,5	665,9	753,4	852,4	0,0
	Consumo	106,30	162,41	207,53	283,58	345,01	380,92
Brasil	Producción	438,3	1.035,0	1.200,0	1.304,4	1.379,0	1.478,3
	Consumo	887,47	1.079,74	1.313,67	1.598,28	1.944,55	2.365,84
Colombia	Producción	397,7	461,1	534,5	0,0	0,0	0,0
	Consumo	320,75	354,14	391,00	431,69	476,62	526,23
Perú	Producción	255,6	500,0	545,3	594,7	648,6	707,4
	Consumo	191,34	400,00	436,25	475,78	518,89	565,91
Chile	Producción	48,2	50,7	53,3	56,0	58,9	61,9
	Consumo	166,33	174,82	183,73	193,11	202,96	213,31
Ecuador	Producción	10,7	11,3	12,1	12,8	13,7	14,5
	Consumo	10,66	11,35	12,07	12,85	13,67	14,55
Uruguay	Producción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Consumo	1,44	1,57	1,71	1,86	2,02	2,20
Tot.Suram.	Producción	3.895,5	5.716,2	6.206,1	4.671,4	5.052,5	4.512,1
	Consumo	4.104,78	4.805,48	5.387,03	6.078,36	6.847,76	7.700,80

País	Tipo	Gas: Producción y Consumo: Miles de millones de metros cúb.					
		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Argentina	Producción	40,1	39,8	0,0	0,0	0,0	0,0
	Consumo	43,46	46,13	48,97	51,98	55,17	58,56
Venezuela	Producción	22,9	47,1	51,0	55,2	59,5	63,7
	Consumo	25,08	28,10	31,48	35,27	39,52	44,28
Bolivia	Producción	14,7	16,7	18,9	21,3	24,1	0,0
	Consumo	3,01	4,60	5,88	8,03	9,77	10,79
Brasil	Producción	12,4	29,3	34,0	36,9	39,0	41,9
	Consumo	25,13	30,57	37,20	45,26	55,06	66,99
Colombia	Producción	11,3	13,1	15,1	0,0	0,0	0,0
	Consumo	9,08	10,03	11,07	12,22	13,50	14,90
Perú	Producción	7,2	14,2	15,4	16,8	18,4	20,0
	Consumo	5,42	11,33	12,35	13,47	14,69	16,02
Chile	Producción	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
	Consumo	4,71	4,95	5,20	5,47	5,75	6,04
Ecuador	Producción	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
	Consumo	0,30	0,32	0,34	0,36	0,39	0,41
Uruguay	Producción	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Consumo	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06
Tot.Suram.	Producción	110,3	161,9	175,7	132,3	143,1	127,8
	Consumo	116,23	136,08	152,54	172,12	193,91	218,06

Nota 01: mil millones equivalentes a 1×10^9 unidades (1.000.000.000 unid.). Nota 02: La transformación de pie cúbico a metro cúbico se realizó a partir del factor de conversión equivalente a $1 \text{ m}^3 = 35,3147 \text{ pie}^3$ de acuerdo a lo especificado en Apéndice A. Nota 03: La tabla fue elaborada a partir de las tablas C.16 y C.17. Elaboración propia.

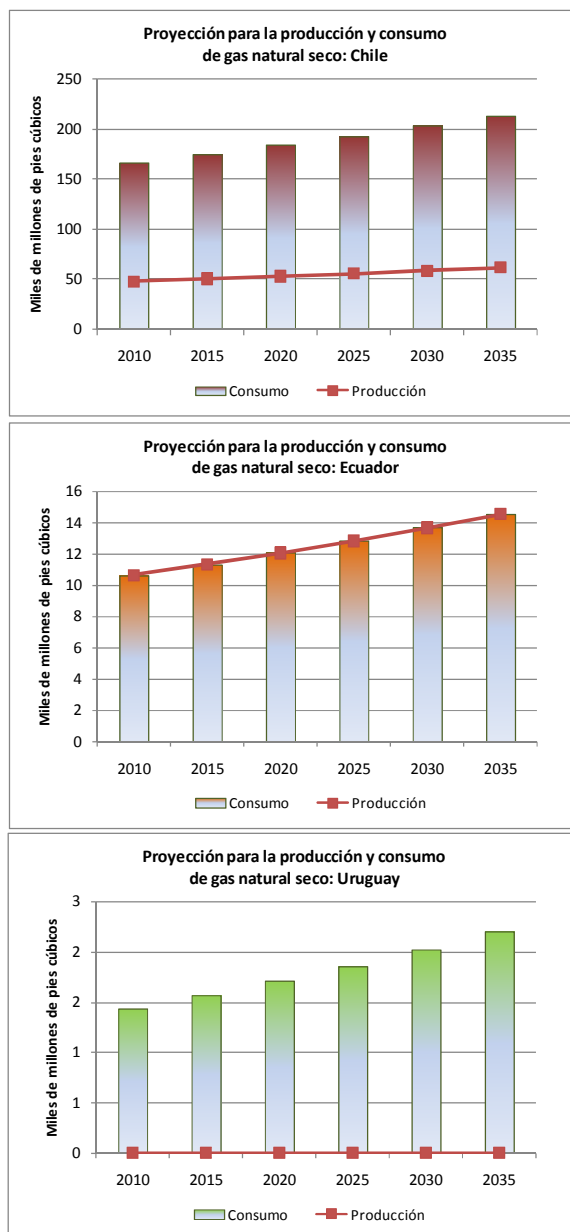
Tabla D.20.- Proyección conjunta de producción y consumo al 2035 de gas natural seco de los países suramericanos: Volúmenes.



Nota: Realizado a partir de la Tabla D.20. Elaboración propia.

Figura D.2.- Proyecciones conjuntas de producción y consumo de gas natural seco por cada país en la región suramericana.

Continúa...



Nota: Realizado a partir de la Tabla D.20. Elaboración propia.

Figura D.2.- Proyecciones conjuntas de producción y consumo de gas natural seco por cada país en la región suramericana.

Consumo de carbón mineral: Cuatrillones de BTU									
Región	Período (Promedio de consumo)				Variac. entre 1ro y 4to Per.	Año			Increm. 2009 a 2010
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010*		
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		Consumo	Consumo	% Total	
Brasil	0,3727	0,4052	0,4400	0,4677	25,5%	0,4827	0,5070	53,88%	5,04%
Chile	0,0809	0,1444	0,1258	0,1818	124,9%	0,1894	0,1913	20,33%	1,00%
Colombia	0,1248	0,1214	0,0926	0,1238	-0,8%	0,1619	0,1489	15,82%	-8,00%
Perú	0,0108	0,0157	0,0287	0,0401	271,5%	0,0428	0,0452	4,81%	5,84%
Argentina	0,0320	0,0371	0,0258	0,0382	19,3%	0,0388	0,0391	4,15%	0,84%
Venezuela	0,0018	0,0098	0,0023	0,0059	222,8%	0,0096	0,0094	1,00%	-1,88%
Uruguay	4,6E-05	4,4E-05	4,6E-05	7,2E-05	56,0%	6,0E-05	6,0E-05	0,006%	0,78%
Paraguay	0,000	0,000	0,000	0,000	*	0,000	0,000	0,001%	7,92%
Tot.Suramér.	0,623	0,734	0,715	0,858	37,6%	0,925	0,941	100,0%	1,72%
% Tot.mundial	0,72%	0,82%	0,71%	0,63%		0,66%	0,66%		

Consumo de carbón mineral: Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)									
Región	Período (Promedio de consumo)				Variac. entre 1ro y 4to Per.	Año			Increm. 2009 a 2010
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010*		
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		Consumo	Consumo	% Total	
Brasil	9,3622	10,1782	11,0516	11,7491	25,5%	12,1253	12,7361	53,88%	5,04%
Chile	2,0310	3,6261	3,1608	4,5671	124,9%	4,7568	4,8045	20,33%	1,00%
Colombia	3,1358	3,0485	2,3251	3,1102	-0,8%	4,0655	3,7404	15,82%	-8,00%
Perú	0,2712	0,3950	0,7202	1,0076	271,5%	1,0738	1,1365	4,81%	5,84%
Argentina	0,8050	0,9310	0,6476	0,9604	19,3%	0,9739	0,9820	4,15%	0,84%
Venezuela	0,0462	0,2466	0,0581	0,1490	222,8%	0,2404	0,2359	1,00%	-1,88%
Uruguay	0,0012	0,0011	0,0012	0,0018	56,0%	0,0015	0,0015	0,006%	0,78%
Paraguay	0,000	0,000	0,000	2,5E-04	*	2,5E-04	2,7E-04	0,001%	7,92%
Tot.Suramér.	15,65	18,43	17,96	21,55	37,6%	23,24	23,64	100,0%	1,72%
% Tot.mundial	0,72%	0,82%	0,71%	0,63%		0,66%	0,66%		

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P] unidades (1.000.000.000.000.000 unid.); Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión equivalente de 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Los datos estadísticos para la determinación del promedio por período y los datos del 2009 fueron tomados directamente de la US-EIA (en línea); ref.: de 23 de abril de 2011. Nota 02: Los datos del 2010* fueron calculados a partir del consumo másico dados por la US-EIA (en línea, ref.: de 23 de agosto de 2011, previamente transformados de toneladas cortas a toneladas métricas) y convertidos a BTU a partir del promedio histórico de los últimos 5 años previos al 2010 bajo las equivalencias entre las tablas BTU vs consumo másico. Nota 03: Ecuador presentó de acuerdo a las estadísticas un solo dato puntual de consumo en 1991 con una cantidad de 0,00002 cuatrillones de BTU. Elaboración propia.

Tabla D.21.- Consumo de carbón mineral en los países suramericanos en BTU y TEP.

Producción de carbón mineral: 1.000 toneladas métricas									
Región	Período (Promedio de consumo)				Variac. Entre 1ro y 4to Per.	Año			Increm. 2009 a 2010
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010		
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		Consumo	Consumo	% Total	
Colombia	21.250,6	30.980,4	44.967,4	69.390,2	227%	73.368,1	74.908,8	81,4%	2,1%
Venezuela	2.981,4	5.456,8	7.239,9	8.109,2	172%	8.792,0	9.504,2	10,3%	8,1%
Brasil	4.848,6	5.365,4	5.512,4	6.277,7	29%	6.218,0	6.727,9	7,3%	8,2%
Chile	1.710,8	902,4	436,7	554,7	-68%	622,0	578,5	0,6%	-7,0%
Argentina	257,2	298,1	136,5	118,8	-54%	164,0	162,9	0,2%	-0,7%
Perú	77,2	27,4	17,9	115,3	49%	157,5	146,4	0,2%	-7,0%
Tot.Suram.	31.125,9	43.030,5	58.310,8	84.566,0	172%	89.321,6	92.028,6	100,0%	3,0%
%Tot.mundial	0,7%	0,9%	1,2%	1,3%		1,3%	1,3%		

1 Tonelada métrica equivalentes a 1.000 Kg. Nota 01: Los datos estadísticos en toneladas cortas fueron tomados de la US-EIA (en línea, ref.: de 24 de abril de 2011) y su respectiva conversión a toneladas métricas hecho a partir del factor de conversión de 1Ton.métrica = 1,10231 toneladas cortas. Nota 02: El total mundial de producción de carbón de 2010 fue tomado de BP (en línea, ref.: de 23 de agosto de 2011). Elaboración propia.

Tabla D.22.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos en toneladas métricas.

Producción de carbón mineral: Cuatrillones de BTU									
Región	Período (Promedio de producción)				Variación Entre 1er y 4to Per.	Año			Increm. 2009 a 2010
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010		
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		Produce.	Produce.	% Total	
Colombia	0,538	0,799	1,218	1,879	249,4%	1,984	2,028	83,8%	2,2%
Venezuela	0,079	0,160	0,220	0,247	211,9%	0,267	0,289	11,9%	8,1%
Brasil	0,066	0,066	0,071	0,082	22,8%	0,083	0,087	3,6%	5,6%
Chile	0,047	0,025	0,012	0,016	-66,5%	0,018	0,016	0,7%	-7,0%
Argentina	0,006	0,007	0,003	0,003	-51,1%	0,004	0,004	0,2%	-0,9%
Perú	0,002	0,001	0,001	0,003	103,2%	0,005	0,004	0,2%	-7,0%
Tot.Suram.	0,74	1,06	1,52	2,22		2,36	2,42	100,0%	2,7%

Producción de carbón mineral: Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)									
Región	Período (Promedio de producción)				Variación Entre 1er y 4to Per.	Año			Increm. 2009 a 2010
	1ro	2do	3ro	4to		2009	2010		
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		Produce.	Produce.	% Total	
Colombia	13,507	20,064	30,590	47,191	249,4%	49,844	50,944	84,2%	2,2%
Venezuela	1,986	4,012	5,531	6,195	211,9%	6,717	7,261	11,3%	8,1%
Brasil	1,668	1,667	1,781	2,048	22,8%	2,077	2,194	3,5%	5,6%
Chile	1,177	0,627	0,310	0,394	-66,5%	0,442	0,411	0,7%	-7,0%
Argentina	0,150	0,184	0,084	0,073	-51,1%	0,101	0,100	0,2%	-0,9%
Perú	0,042	0,017	0,013	0,084	103,2%	0,115	0,107	0,2%	-7,0%
Tot.Suram.	18,49	26,55	38,30	55,88		59,18	60,81	100,0%	2,7%

BTU: British Thermal Unit, TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1x10¹⁵ [P]; Millón equivalente a 1x10⁶ [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Los datos estadísticos para la determinación del promedio por períodos y los datos del 2009 fueron tomados de la US-EIA (en línea, ref.: de 24 de abril de 2011). Nota 02: Los datos del 2010 fueron realizados a partir de la producción volumétrica (US-EIA, en línea, ref.: de 23 de agosto de 2011) y convertidos a BTU a partir del promedio de los cinco últimos años del equivalente entre Producción (volumétrica, previa transformación de toneladas cortas a toneladas métricas) vs Producción (BTU) bajo la misma fuente. Elaboración propia.

Tabla D.23.- Producción de carbón mineral en los países suramericanos en BTU y TEP.

Exportaciones de carbón mineral: 1.000 toneladas métricas								
Región	Período (Promedio de consumo)				Variación Entre 1er y 4to Per.	Año		
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09		2008 Exportac.	2009 Exportac.	% Total
Colombia	16.417,9	26.447,7	41.759,7	63.344,9	285,8%	67.787,1	68.710,4	88,89%
Venezuela	2.859,9	5.139,9	7.217,4	7.591,3	165,4%	7.373,4	8.477,4	10,97%
Argentina	129,2	102,8	232,3	131,4	1,7%	100,5	106,5	0,14%
Perú	0,0	0,0	0,0	1,2	*	0,0	6,0	0,01%
Brasil	0,0	0,0	0,0	28,6	*	76,0	0,0	0,00%
Chile	0,0	14,4	75,4	21,1	*	12,5	0,0	0,00%
Tot.Suramér.	19.407,0	31.704,8	49.284,7	71.118,5	266,5%	75.349,3	77.300,2	100,0%

Importaciones de carbón mineral: 1.000 toneladas métricas								
Región	Período (Promedio de consumo)				Variación Entre 1er y 4to Per.	Año		
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-09		2008 Exportac.	2009 Exportac.	% Total
Brasil	11.774,2	14.247,6	15.260,2	16.134,7	37,0%	17.215,0	16.777,0	65,96%
Chile	1.428,4	4.088,2	4.016,9	6.068,6	324,8%	7.152,0	6.072,0	23,87%
Perú	331,3	549,7	889,7	1.126,7	240,1%	922,7	1.331,7	5,24%
Argentina	1.254,6	1.196,7	948,7	1.265,9	0,9%	1.667,0	1.252,0	4,92%
Uruguay	1,62	1,71	1,68	2,91	79,6%	2,4	2,3	0,009%
Paraguay	0,00	0,00	0,00	0,28	*	0,3	0,3	0,001%
Tot.Suramér.	14.790,2	20.084,0	21.117,2	24.599,2	66,3%	26.959,3	25.435,4	100,0%

Nota 01: Los datos estadísticos en toneladas cortas fueron tomados de la US-EIA (en línea, ref.: de 24 de abril de 2011) y su respectiva conversión a toneladas métricas realizado a partir del factor de conversión de 1Ton.métrica=1,10231 toneladas cortas. Nota 02: Para las importaciones, en el caso de Ecuador se registró una importación puntual en 1991 de 0,66 mil toneladas métricas. En el caso de Venezuela se registraron tres importaciones específicas, una en 1991 (0,40 mil toneladas métricas), la segunda en 2006 (16 mil toneladas) y la otra en 2007 (34 mil toneladas métricas). En el caso de Colombia se registró importaciones de manera específica en el 2002, 2003 y 2004 de 2 mil, mil y 2,55 mil toneladas métricas respectivamente. Elaboración propia.

Tabla D.24.- Exportaciones e Importaciones de carbón mineral en los países suramericanos toneladas métricas.

Producción de carbón mineral: Cuatrillones de BTU											
Región	Período (TCP por período)				Histór. 2010	Proyecciones de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Colombia	0,2%	10,1%	8,9%	4,9%	2,0281	2,3171	2,6473	3,0245	3,4554	3,9478	2,7%
Venezuela	17,6%	18,6%	-3,8%	5,7%	0,2891	0,3303	0,3773	0,4311	0,4925	0,5627	2,7%
Brasil	1,4%	1,5%	-4,9%	1,8%	0,0873	0,1115	0,1422	0,1815	0,2317	0,2957	5,0%
Chile	-14,2%	-16,3%	-10,7%	1,2%	0,0164	0,0182	0,0203	0,0227	0,0253	0,0282	2,2%
Argentina	9,5%	2,4%	-33,4%	45,6%	0,0040	0,0045	0,0052	0,0059	0,0067	0,0076	2,6%
Perú	-10,2%	-13,0%	-0,5%	28,0%	0,0043	0,0047	0,0052	0,0057	0,0063	0,0070	2,0%
Tot.Suram.	1,2%	10,0%	6,0%	4,8%	2,42	2,79	3,20	3,67	4,22	4,85	2,8%

Producción de carbón mineral: Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)											
Región	Período (TCP por período)				Histór. 2010	Proyecciones de producción					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Colombia	0,2%	10,1%	8,9%	4,9%	50,944	58,203	66,497	75,972	86,797	99,165	2,7%
Venezuela	17,6%	18,6%	-3,8%	5,7%	7,261	8,296	9,478	10,828	12,371	14,134	2,7%
Brasil	1,4%	1,5%	-4,9%	1,8%	2,194	2,800	3,573	4,560	5,820	7,428	5,0%
Chile	-14,2%	-16,3%	-10,7%	1,2%	0,411	0,458	0,511	0,570	0,635	0,708	2,2%
Argentina	9,5%	2,4%	-33,4%	45,6%	0,100	0,114	0,130	0,147	0,168	0,191	2,6%
Perú	-10,2%	-13,0%	-0,5%	28,0%	0,107	0,118	0,131	0,144	0,159	0,176	2,0%
Tot.Suram.	1,2%	10,0%	6,0%	4,8%	60,81	69,99	80,32	92,22	105,95	121,80	2,8%

BTU: British Thermal Unit; TCP: Tasa de Crecimiento Promedio Anual; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. **Nota 01:** La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$, de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. **Nota 02:** Los TCP históricos fueron calculados a partir de las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea), ref.: de 27 de abril de 2011 (1990-2009) y de los datos de 2010 presentados en la Tabla D.23 de este Apéndice. **Nota 03:** Las proyecciones del consumo de carbón, se realizaron a partir de varias referencias: Colombia.- tomando la TCP pronosticada para la región dada por la US-EIA (2010a, p.66, Tabla 8) y vista también a partir de la tendencia anual de los últimos 5 años de este país. Venezuela.- cumple el mismo caso que el anterior, y aunque el comportamiento tendencial en base a los últimos cinco años indica un 3%, se decidió mantener el 2,7% regional. Brasil.- En base a los pronósticos de la evolución de la matriz energética 2007/2030 realizados por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil (Brasil. Ministerio de Minas y Energía, 2010b), cuya demanda energética de carbón para este horizonte 2030 se encontrará en un 6,9% del total de la matriz; la proporción entre consumo y producción se la mantuvo de acuerdo a los históricos entre 1990-2010 (15-20%). Chile.- de acuerdo a los pronósticos realizados por la Comisión Minería y Energía del Senado en “Escenarios Energéticos. Propuesta Matriz Eléctrica para Chile 2010-2030” (Chile Sustentable, 2011, p.12); entre el 16% y 18% de la matriz energética será satisfecha por consumo de carbón; para efecto de cálculo se mantuvo la proporción producción/consumo de los últimos 10 años (7-11%). Argentina.- presenta un caso parecido al de Venezuela. Perú.- De acuerdo al Ministerio de Energía y Minas de Perú (citado por Manco, 2010), para el 2030 (calculado con datos del 2007) se prevé que la matriz energética será satisfecha en 3,7% con consumo de carbón, no obstante de acuerdo a evidencia histórica de los últimos cinco años se propone un 5,5% y para efecto de cálculo se mantiene la proporción producción/consumo también de los últimos 5 años (9,5-10,5%). Elaboración propia.

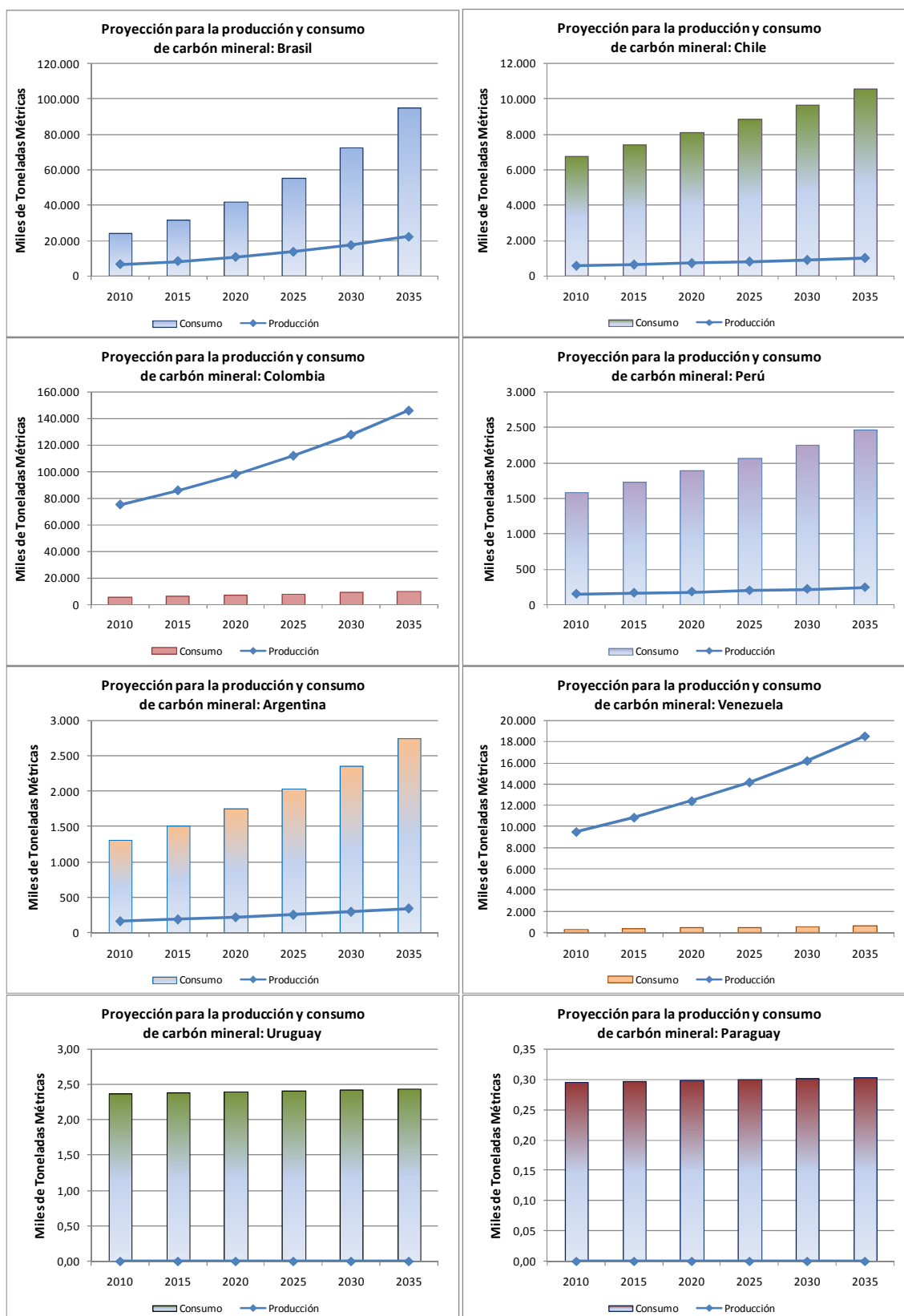
Tabla D.25.- Proyección en la producción al 2035 de carbón mineral de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.

Proyección de consumo de carbón mineral: Cuatrillones de BTU											
Región	Tasa de Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brazil	1,2%	2,4%	2,4%	2,9%	0,507	0,666	0,874	1,148	1,508	1,980	5,6%
Chile	-4,5%	17,6%	17,6%	3,9%	0,191	0,209	0,229	0,250	0,273	0,299	1,8%
Colombia	16,2%	0,1%	0,1%	5,8%	0,149	0,168	0,191	0,216	0,244	0,276	2,5%
Peru	23,4%	4,9%	4,9%	1,8%	0,045	0,049	0,054	0,059	0,065	0,071	1,8%
Argentina	17,6%	-8,0%	-8,0%	11,1%	0,039	0,045	0,053	0,061	0,071	0,082	3,0%
Venezuela	-24,0%	68,5%	68,5%	43,2%	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017	0,020	3,0%
Uruguay	41,4%	-11,1%	-11,1%	-2,9%	6,0E-05	6,1E-05	6,1E-05	6,1E-05	6,2E-05	6,2E-05	0,1%
Paraguay	*	*	*	1,5%	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	1,1E-05	0,1%
Tot.Suramér.	3,6%	4,2%	4,2%	3,9%	0,94	1,15	1,41	1,75	2,18	2,73	4,3%

Proyección de consumo de carbón mineral: Millones de TEP											
Región	Tasa de Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brazil	1,2%	2,4%	2,4%	2,9%	12,736	16,725	21,962	28,840	37,872	49,732	5,6%
Chile	-4,5%	17,6%	17,6%	3,9%	4,804	5,253	5,743	6,279	6,864	7,505	1,8%
Colombia	16,2%	0,1%	0,1%	5,8%	3,740	4,232	4,788	5,417	6,129	6,934	2,5%
Peru	23,4%	4,9%	4,9%	1,8%	1,137	1,243	1,358	1,485	1,624	1,775	1,8%
Argentina	17,6%	-8,0%	-8,0%	11,1%	0,982	1,138	1,320	1,530	1,774	2,056	3,0%
Venezuela	-24,0%	68,5%	68,5%	43,2%	0,236	0,273	0,317	0,367	0,426	0,494	3,0%
Uruguay	41,4%	-11,1%	-11,1%	-2,9%	1,5E-03	1,5E-03	1,5E-03	1,5E-03	1,5E-03	1,6E-03	0,1%
Paraguay	*	*	*	1,5%	2,7E-04	2,7E-04	2,7E-04	2,8E-04	2,8E-04	2,8E-04	0,1%
Tot.Suramér.	3,6%	4,2%	4,2%	3,9%	23,64	28,87	35,49	43,92	54,69	68,50	4,3%

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. **Nota 01:** La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión equivalente a $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. **Nota 02:** Los TCP históricos fueron calculados a partir de las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea), ref.: de 27 de abril de 2011. **Nota 03:** Las proyecciones del consumo de carbón se realizaron a partir de varias referencias: Para el caso de Brasil, Chile y Perú se mantuvo la referencia hecha en la nota 03 del gráfico C.25 de este Apéndice. Colombia.- La tendencia de los últimos años explicaría una TCP de 3%, no obstante fue promediada con la TCP regional de 2,1% pronosticada por la US-EIA (2010a, p.152, Tabla A7). Argentina.- La tendencia de los últimos años explicaría una TCP de 4%, no obstante fue promediada con la TCP regional de 2,1% pronosticada por la US-EIA (2010a, p.152, Tabla A7). Venezuela.- muestra un caso parecido al de Argentina. Paraguay y Uruguay.- se ha tomado como base la TCP pronosticada por la US-EIA (Ibidem) de 0,1% a partir de los consumos históricos de los últimos cinco años casi invariantes para el caso de ambos países. Elaboración propia.

Tabla D.26.- Proyección en el consumo al 2035 de carbón mineral de los países suramericanos: Cuatrillones de BTU y Millones de TEP.



Nota: Los gráficos fueron realizados en base a las Tablas C.21 y C.22.

Figura D.3.- Proyecciones de consumo y producción de carbón mineral.

Generación y Autoconsumo de energía nuclear: Cuatrillones de BTU							
Región	Período (Promedio)				Año		
	1ro	2do	3ro	4to	2009	2010*	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Produce.	Produce.	% Total
Brazil	0,011	0,030	0,120	0,134	0,134	0,150	66%
Argentina	0,086	0,083	0,076	0,081	0,089	0,078	34%
Tot.Suramér.	0,098	0,113	0,196	0,215	0,223	0,229	100%

Generación y Autoconsumo de energía nuclear: Millones de TEP							
Región	Período (Promedio)				Año		
	1ro	2do	3ro	4to	2009	2010*	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10	Produce.	Produce.	% Total
Brazil	0,280	0,751	3,017	3,357	3,371	3,778	60%
Argentina	2,172	2,076	1,897	2,033	2,231	1,968	40%
Tot.Suramér.	2,452	2,827	4,914	5,390	5,602	5,746	100%

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. **Nota 01:** La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$, de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. **Nota 02:** Los datos históricos desde 1990 a 2009 (en BTU) para hallar los promedios históricos fueron tomados de US-EIA (en línea, generación de energía eléctrica/energía nuclear. Ref. última: de 28 de agosto de 2011), mientras que los datos de 2010* tomados de la Tabla C.23 y calculados a BTU a partir del promedio de los cinco años anteriores de los equivalentes (calor bruto por Kwh en generación eléctrica por energía nuclear) expresados por US-IEA (en línea, country/data/electricity/generation/Indicators, ref.: de 28 de agosto de 2011). **Nota 03:** A partir de los indicadores de la nota 02, para Argentina, la US-EIA estima un factor de eficiencia neta de 29,2% desde 1995 hacia adelante, mientras que para Brasil de 32,9% desde 2001. **Nota 04:** El criterio donde generación de energía nuclear igual a consumo de energía nuclear fue obtenido a partir del balance entre US-EIA (2010a, p.153, Tabla A8, “nuclear energy consumption en Kwh”) y US-EIA (Ibid. p.285, Tabla H15, “net nuclear electricity generation en Kwh”). Elaboración propia.

Tabla D.27.- Producción y consumo de energía nuclear suramericana: BTU y TEP.

Proyección.- Producción y Autoconsumo: Energía Nuclear (Cuatrillones de BTU)											
Región	Tasas de Crec.Prom. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de consumo					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	-59,49%	12,07%	24,22%	7,97%	0,150	0,185	0,228	0,321	0,331	0,425	4,24%
Argentina	2,71%	-1,17%	5,14%	0,98%	0,078	0,117	0,140	0,143	0,146	0,246	4,68%
Tot.Suram.	-2,51%	2,33%	14,30%	5,25%	0,229	0,302	0,368	0,464	0,478	0,670	4,40%

Proyección.- En Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo.											
Región	Tasas de Crec.Prom. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de consumo					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	-59,49%	12,07%	24,22%	7,97%	3,778	4,650	5,723	8,065	8,325	10,667	4,24%
Argentina	2,71%	-1,17%	5,14%	0,98%	1,968	2,940	3,528	3,602	3,675	6,175	4,68%
Tot.Suram.	-2,51%	2,33%	14,30%	5,25%	5,746	7,590	9,251	11,667	12,000	16,841	4,40%

BTU: British Thermal Unit; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. **Nota 01:** La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$. **Nota 02:** Las TCP anuales históricas fueron calculadas a partir de las estadísticas presentadas por la US-EIA (en línea, Electricity/Generation/Nuclear/Quadrillion.BTU); ref.: de 01 de mayo de 2011, excepto los datos del 2010 con ref. última: de 29 de agosto de 2011. **Nota 03:** Las proyecciones de generación y autoconsumo fueron tomadas de la Tabla C.24 y convertidas a BTU a partir del promedio de los cinco años anteriores de los equivalentes (calor bruto por Kwh en generación eléctrica por energía nuclear) expresados por US-IEA (en línea, country/data/electricity/generation/Indicators, ref.: de 28 de agosto de 2011). **Nota 04:** El criterio donde generación de energía nuclear igual a consumo de energía nuclear fue obtenido a partir del balance entre US-EIA (2010a, p.153, Tabla A8, “nuclear energy consumption en Kwh”) y US-EIA (2010a, p.285, Tabla H15, “net nuclear electricity generation en Kwh”). Elaboración propia.

Tabla D.28.- Proyecciones de producción y consumo de energía nuclear suramericana en BTU y TEP: 2010-2035.

Generación hidroeléctrica: Cuatrillones de BTU								
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. 1990 a 2010	Año 2009 Generac.	Año 2010 Generac. % Total	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Generac.	% Total
Brasil	2,309	2,808	2,995	3,633	85,8%	3,814	3,954	60,4%
Venezuela	0,467	0,571	0,632	0,803	96,8%	0,846	0,750	11,4%
Paraguay	0,312	0,489	0,506	0,527	83,2%	0,541	0,518	7,9%
Colombia	0,283	0,333	0,351	0,405	38,6%	0,399	0,393	6,0%
Argentina	0,215	0,255	0,335	0,330	82,8%	0,338	0,337	5,1%
Chile	0,156	0,177	0,217	0,242	71,7%	0,242	0,212	3,2%
Perú	0,115	0,137	0,177	0,189	76,2%	0,194	0,190	2,9%
Ecuador	0,056	0,064	0,074	0,085	64,2%	0,090	0,084	1,3%
Uruguay	0,073	0,066	0,079	0,060	14,7%	0,052	0,083	1,3%
Bolivia	0,014	0,015	0,021	0,022	64,5%	0,022	0,021	0,3%
Suriname	0,014	0,013	0,008	0,008	-30,4%	0,009	0,008	0,1%
Guyana	5,0E-05	5,4E-05	0,000	0,000	*	0,000	0,000	0,0%
Tot.Suram.	4,014	4,930	5,396	6,303	80,0%	6,555	6,550	100,0%

Generación hidroeléctrica: Millones de TEP								
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. 1990 a 2010	Año 2009 Generac.	Año 2010 Generac. % Total	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Generac.	% Total
Brasil	57,991	70,544	75,243	91,263	85,8%	95,805	99,334	60,4%
Venezuela	11,720	14,335	15,880	20,178	96,8%	21,251	18,829	11,4%
Paraguay	7,848	12,288	12,708	13,231	83,2%	13,582	13,015	7,9%
Colombia	7,098	8,361	8,820	10,161	38,6%	10,023	9,868	6,0%
Argentina	5,391	6,406	8,416	8,277	82,8%	8,479	8,454	5,1%
Chile	3,914	4,443	5,439	6,075	71,7%	6,079	5,318	3,2%
Perú	2,900	3,453	4,455	4,745	76,2%	4,873	4,772	2,9%
Ecuador	1,412	1,618	1,865	2,140	64,2%	2,261	2,118	1,3%
Uruguay	1,845	1,670	1,986	1,503	14,7%	1,304	2,079	1,3%
Bolivia	0,346	0,389	0,535	0,542	64,5%	0,561	0,533	0,3%
Suriname	0,360	0,333	0,189	0,213	-30,4%	0,216	0,213	0,1%
Guyana	0,001	0,001	0,000	0,000	*	0,000	0,000	0,0%
Tot.Suram.	100,83	123,84	135,54	158,33	80,0%	164,43	164,53	100,0%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 02: Los promedios histórico fueron calculados a partir de los datos estadísticos presentadas por la US-EIA (en línea, Renewables/Electricity.Generation/Hydroelectric/Quadrillion-BTU) entre 1990 y 2008 (Ref. consulta última: de 01 de mayo de 2011), mientras que los datos de 2009 y 2010 fueron determinados a partir de la Tabla C.15 y convertidos a BTU a partir del promedio de los equivalentes históricos de los 4 años precedentes. Elaboración propia.

Tabla D.29.- Producción de energía hidroeléctrica suramericana.

Proyecc.Generación Hidroeléctrica.- Cuatrillones de BTU											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecc.: Producción-Consumo					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,9%	3,4%	0,9%	3,2%	3,909	4,711	5,677	6,840	8,242	9,932	3,8%
Venezuela	8,3%	3,9%	2,3%	0,0%	0,741	0,863	0,920	0,982	1,047	1,117	1,7%
Paraguay	7,1%	5,2%	-1,2%	0,2%	0,512	0,575	0,613	0,654	0,698	0,744	1,5%
Colombia	3,9%	1,0%	5,3%	-0,3%	0,388	0,461	0,548	0,651	0,773	0,918	3,5%
Argentina	11,0%	-5,7%	1,0%	-0,2%	0,333	0,360	0,390	0,422	0,457	0,495	1,6%
Chile	8,9%	-9,2%	1,8%	-4,2%	0,209	0,233	0,260	0,290	0,323	0,361	2,2%
Perú	4,8%	3,0%	1,6%	1,0%	0,188	0,291	0,421	0,666	0,735	0,812	6,0%
Ecuador	6,9%	8,4%	-1,1%	4,1%	0,083	0,165	0,207	0,228	0,252	0,278	4,9%
Uruguay	1,4%	-1,8%	-9,7%	4,3%	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,0%
Bolivia	1,7%	8,5%	2,0%	1,3%	0,021	0,041	0,075	0,083	0,091	0,101	6,5%
Suriname	5,5%	0,4%	1,4%	0,4%	0,008	0,009	0,010	0,010	0,011	0,012	1,3%
Guyana	0,0%	4,7%	*	*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	*
Tot.Suram.	5,2%	2,5%	1,0%	1,8%	6,48	7,79	9,20	10,91	12,71	14,85	3,4%

Proyecc.Generación Hidroeléctrica.- Millones de TEP											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecc.: Producción-Consumo					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	3,9%	3,4%	0,9%	3,2%	98,200	118,331	142,589	171,820	207,043	249,486	3,8%
Venezuela	8,3%	3,9%	2,3%	0,0%	18,614	21,672	23,118	24,661	26,306	28,061	1,7%
Paraguay	7,1%	5,2%	-1,2%	0,2%	12,866	14,441	15,404	16,432	17,528	18,697	1,5%
Colombia	3,9%	1,0%	5,3%	-0,3%	9,755	11,586	13,760	16,343	19,410	23,054	3,5%
Argentina	11,0%	-5,7%	1,0%	-0,2%	8,357	9,047	9,795	10,604	11,480	12,428	1,6%
Chile	8,9%	-9,2%	1,8%	-4,2%	5,257	5,862	6,536	7,287	8,124	9,058	2,2%
Perú	4,8%	3,0%	1,6%	1,0%	4,718	7,309	10,579	16,733	18,464	20,399	6,0%
Ecuador	6,9%	8,4%	-1,1%	4,1%	2,094	4,146	5,187	5,727	6,323	6,981	4,9%
Uruguay	1,4%	-1,8%	-9,7%	4,3%	2,055	2,055	2,055	2,055	2,055	2,055	0,0%
Bolivia	1,7%	8,5%	2,0%	1,3%	0,527	1,036	1,878	2,074	2,290	2,528	6,5%
Suriname	5,5%	0,4%	1,4%	0,4%	0,211	0,225	0,240	0,256	0,273	0,291	1,3%
Guyana	0,0%	4,7%	*	*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	*
Tot.Suram.	5,2%	2,5%	1,0%	1,8%	162,65	195,71	231,14	273,99	319,30	373,04	3,4%

BTU: British Thermal Unit; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión de $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$. De acuerdo a lo expresado en Apéndice A. Nota 02: Las TCP históricas fueron calculadas a partir de los datos estadísticos 1990-2008 presentados por la US-EIA (en línea, Renewables/Electricity.Generation/ Hydroelectric/Quadrillion.BTU); Ref. última: de 01 de mayo de 2011. Nota 03: Los datos de 2009, 2010 y las proyecciones en la generación de energía hidroeléctrica fueron realizados a partir de los datos expuestos en la Tabla C.26 y convertidos a BTU a través del factor de $1 \text{ Kwh} = 3.412,14 \text{ BTU}$ y dividido para una eficiencia térmica del 35%, según lo expresado en la Tabla A3 en el Apéndice A y de acuerdo también a lo observado en los datos de la US-EIA (US-EIA, en línea. Renewables/Electricity.Generation/Hydroelectric/ "Kwh vs Quadrillion.BTU") bajo los históricos hidroeléctricos para los años 2007 y 2008 al comparar sus tablas de generación tanto en BTU y Kwh en cada uno de los once países suramericanos. Elaboración propia.

Tabla D.30.- Proyecciones en la producción de energía hidroeléctrica suramericana:
BTU y TEP.

Proyección de generación eólica.- Cuatrillones (1.000.000.000.000) de BTU											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyección generación eólica					TCP 2010-35
	1990-95	1996-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	*	0,0%	176,0%	83,5%	0,018316	0,02338	0,02983	0,03808	0,04860	0,06202	5,0%
Chile	*	*	*	101,8%	0,002343	0,00344	0,00506	0,00743	0,01092	0,01604	8,0%
Colombia	*	*	*	11,5%	0,000810	0,00092	0,00104	0,00117	0,00133	0,00150	2,5%
Uruguay	*	*	*	*	0,000573	0,00200	0,00356	0,00543	0,00828	0,01263	13,2%
Argentina	*	*	19,4%	-11,8%	0,000379	0,00868	0,01656	0,02433	0,03575	0,05253	21,8%
Ecuador	*	*	*	*	0,000034	0,00055	0,00107	0,00134	0,00160	0,00186	17,3%
Perú	*	*	0,0%	3,5%	0,000012	0,00544	0,00740	0,01174	0,01724	0,02534	35,9%
Tot.Suram.	*	45,5%	50,4%	60,0%	0,022467	0,04440	0,06452	0,08952	0,12372	0,17192	8,5%

Proyección de generación eólica.- Millones de TEP											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyección generación eólica					TCP 2010-35
	1990-95	1996-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	*	0,0%	176,0%	83,5%	0,46007	0,58718	0,74941	0,95646	1,22072	1,55798	5,0%
Chile	*	*	*	101,8%	0,05884	0,08646	0,12704	0,18666	0,27426	0,40298	8,0%
Colombia	*	*	*	11,5%	0,02036	0,02303	0,02606	0,02948	0,03336	0,03774	2,5%
Uruguay	*	*	*	*	0,01440	0,05015	0,08953	0,13649	0,20808	0,31724	13,2%
Argentina	*	*	19,4%	-11,8%	0,00953	0,21801	0,41593	0,61114	0,89796	1,31940	21,8%
Ecuador	*	*	*	*	0,00086	0,01393	0,02700	0,03360	0,04020	0,04680	17,3%
Perú	*	*	0,0%	3,5%	0,00030	0,13655	0,18578	0,29481	0,43317	0,63647	35,9%
Tot.Suram.	*	45,5%	50,4%	60,0%	0,56436	1,11532	1,62074	2,24864	3,10775	4,31860	8,5%

TCP: Tasa de crecimiento promedio anual; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Las TCP históricas fueron calculadas a partir de los datos estadísticos de 1990 a 2008 presentadas por la US-EIA (en línea), ref.: de 05 de mayo de 2011 y a partir de los datos 2009 y 2010 proveniente de la Tabla 3.28. Nota 03: Los datos del 2009, 2010 y proyecciones fueron determinados a partir de la Tabla 3.28 y convertidas a BTU a través del factor de conversión de $1 \text{ Kwh} = 3.412,14 \text{ BTU}$ y dividida para una eficiencia térmica (promedio de los últimos cinco años) determinada por cada país. Esta eficiencia fue determinada (Promedio suramericano 34,4%. Ver Tabla A.3) en base a los comparativos entre sus tablas equivalentes (US-EIA, en línea. Renewables/Electricity-Generation/Wind/ "Kwh vs Quadrillion.BTU"). Elaboración propia.

Tabla D.32.- Proyección en generación de energía eólica suramericana: BTU y TEP.

Generación.- Energía biomasa y residuos: Cuatrillones de BTU								
Región	Período (Promedio de producción)				Variación Entre 1990- 2010	Año 2009 Generac.	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Generac.	% Total
Brasil	0,04425	0,06794	0,09933	0,18568	610,8%	0,21042	0,26348	78,0%
Chile	0,00573	0,00993	0,01599	0,02441	866,1%	0,02924	0,03246	9,6%
Argentina	0,00106	0,00375	0,00857	0,01471	1544,3%	0,01619	0,01743	5,2%
Uruguay	0,00054	0,00033	0,00033	0,00472	1838,8%	0,00844	0,01008	3,0%
Colombia	0,00267	0,00499	0,00525	0,00554	144,9%	0,00569	0,00576	1,7%
Perú	0,00125	0,00137	0,00171	0,00414	238,1%	0,00442	0,00453	1,3%
Ecuador	0,00000	0,00000	0,00000	0,00351	*	0,00217	0,00236	0,7%
Bolivia	0,00064	0,00067	0,00082	0,00163	378,6%	0,00158	0,00168	0,5%
Paraguay	0,00021	0,00036	0,00000	0,00000	*	0,00000	0,00000	0,0%
Tot.Suram.	0,05633	0,08933	0,13200	0,24433	630,3%	0,27815	0,33776	100,0%

Generación.- Energía biomasa y residuos: Millones de TEP								
Región	Período (Promedio de producción)				Variación Entre 1990- 2010	Año 2009 Generac.	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Generac.	% Total
Brasil	0,001111	0,001707	0,002495	0,004664	610,8%	0,005286	0,006618	78,0%
Chile	0,000144	0,000249	0,000402	0,000613	866,1%	0,000735	0,000815	9,6%
Argentina	0,000027	0,000094	0,000215	0,000369	1544,3%	0,000407	0,000438	5,2%
Uruguay	0,000014	0,000008	0,000008	0,000119	1838,8%	0,000212	0,000253	3,0%
Colombia	0,000067	0,000125	0,000132	0,000139	144,9%	0,000143	0,000145	1,7%
Perú	0,000031	0,000034	0,000043	0,000104	238,1%	0,000111	0,000114	1,3%
Ecuador	0,000000	0,000000	0,000000	0,000088	*	0,000054	0,000059	0,7%
Bolivia	0,000016	0,000017	0,000020	0,000041	378,6%	0,000040	0,000042	0,5%
Paraguay	0,000005	0,000009	0,000000	0,000000	*	0,000000	0,000000	0,0%
Tot.Suram.	0,001415	0,002244	0,003316	0,006137	630,3%	0,006987	0,008484	100,0%

BTU: British Thermal Unit; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión de $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Los promedios históricos anuales fueron calculados a partir de los datos estadísticos 1990-2008 presentados por la US-EIA (en línea, Renewables/Electricity.Generation/"Biomass And Waste"/Quadrillion.BTU), ref. de consulta última: de 05 de mayo de 2011 y los datos 2009 y 2010 obtenidos de la Tabla C.30 y convertidos a BTU bajo el promedio de los últimos 3 años de la tabla equivalente entre BTU y Kwh expuesto por US-EIA (en línea, Renewables/Gross.Heat.Content/Gross Heat Content of Biomass and Waste Electric Power).

Elaboración propia.

Tabla D.33.- Producción de energía a partir de biomasa y residuos: BTU y TEP.

Proyecciones.- Generación energía por biomasa y residuos.- Cuatrillones de BTU											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecc.generación por biomasa y residuos					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	9,3%	10,3%	13,9%	13,2%	0,2635	0,3025	0,3473	0,3987	0,4577	0,5255	2,8%
Chile	22,1%	4,3%	19,1%	13,8%	0,0325	0,0373	0,0428	0,0491	0,0564	0,0647	2,8%
Argentina	2,7%	46,4%	14,7%	7,1%	0,0174	0,0210	0,0253	0,0305	0,0367	0,0443	3,8%
Uruguay	0,9%	1,4%	3,2%	97,0%	0,0101	0,0166	0,0211	0,0214	0,0233	0,0251	3,7%
Colombia	6,8%	5,9%	-1,9%	1,8%	0,0058	0,0059	0,0061	0,0063	0,0065	0,0067	0,6%
Perú	-2,3%	-1,8%	-0,2%	5,7%	0,0045	0,0052	0,0060	0,0069	0,0079	0,0090	2,8%
Ecuador	*	*	*	44,0%	0,0024	0,0024	0,0025	0,0026	0,0027	0,0027	0,6%
Bolivia	16,7%	-3,0%	12,0%	0,7%	0,0017	0,0055	0,0078	0,0078	0,0078	0,0078	6,4%
Paraguay	-4,0%	8,9%	*	*	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	*
Tot.Suram.	9,8%	9,9%	13,6%	13,2%	0,3378	0,3964	0,4589	0,5232	0,5990	0,6859	2,9%

Proyecciones.- Generación energía por biomasa y residuos.- Millones de TEP											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór. 2010	Proyecc.generación por biomasa y residuos					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2015	2020	2025	2030	2035	
Brasil	9,3%	10,3%	13,9%	13,2%	6,6183	7,5982	8,7232	10,0148	11,4977	13,2000	2,8%
Chile	22,1%	4,3%	19,1%	13,8%	0,8154	0,9361	1,0747	1,2338	1,4165	1,6263	2,8%
Argentina	2,7%	46,4%	14,7%	7,1%	0,4378	0,5276	0,6357	0,7660	0,9231	1,1123	3,8%
Uruguay	0,9%	1,4%	3,2%	97,0%	0,2532	0,4163	0,5291	0,5367	0,5854	0,6307	3,7%
Colombia	6,8%	5,9%	-1,9%	1,8%	0,1446	0,1490	0,1535	0,1582	0,1630	0,1679	0,6%
Perú	-2,3%	-1,8%	-0,2%	5,7%	0,1138	0,1306	0,1500	0,1722	0,1977	0,2270	2,8%
Ecuador	*	*	*	44,0%	0,0592	0,0610	0,0628	0,0647	0,0667	0,0687	0,6%
Bolivia	16,7%	-3,0%	12,0%	0,7%	0,0421	0,1386	0,1971	0,1971	0,1971	0,1971	6,4%
Paraguay	-4,0%	8,9%	*	*	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	*
Tot.Suram.	9,8%	9,9%	13,6%	13,2%	8,4844	9,9574	11,5261	13,1435	15,0471	17,2299	2,9%

BTU: British Thermal Unit; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión equivalente de $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Las TCP históricas fueron calculados a partir de los datos estadísticas (excepto 2009 y 2010) presentados por la US-EIA (en línea, Renewables/Electricity.Generation/"Biomass And Waste"/Quadrillion BTU), ref. de consulta última: de 05 de mayo de 2011. Nota 03: Los datos de 2009, 2010 y las proyecciones fueron realizadas a partir de los datos presentados en la Tabla 3.31 y convertidas a BTU bajo el promedio de los últimos 3 años (2008-2010) de la tabla equivalente entre BTU y Kwh expuesto por US-EIA (en línea, Renewables/Gross.Heat.Content/ Gross Heat Content of Biomass and Waste Electric Power). Elaboración propia.

Tabla D.34.- Proyección en la generación de energía por biomasa y residuos en Suramérica: BTU y TEP.

Proyección en el consumo de energía eléctrica: Cuatrillones de BTU											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	3,9%	4,4%	2,4%	4,3%	4,44	5,49	6,77	8,36	10,32	12,73	4,3%
Argentina	7,7%	6,4%	3,4%	4,6%	1,08	1,26	1,48	1,73	2,03	2,37	3,2%
Venezuela	4,1%	1,6%	2,6%	3,1%	0,80	0,92	1,07	1,24	1,44	1,67	3,0%
Chile	3,4%	9,1%	7,2%	2,7%	0,58	0,67	0,78	0,90	1,04	1,21	3,0%
Colombia	3,2%	-0,5%	3,3%	0,9%	0,40	0,47	0,56	0,66	0,79	0,94	3,5%
Perú	-0,2%	5,0%	5,6%	7,2%	0,32	0,38	0,47	0,57	0,69	0,84	4,0%
Ecuador	5,9%	5,9%	5,2%	8,0%	0,16	0,20	0,26	0,33	0,43	0,55	5,1%
Uruguay	-1,8%	5,3%	-1,0%	4,9%	0,08	0,10	0,11	0,14	0,16	0,19	3,5%
Paraguay	4,1%	4,9%	0,2%	8,8%	0,07	0,08	0,10	0,12	0,15	0,18	4,0%
Bolivia	7,1%	6,7%	2,8%	6,7%	0,06	0,07	0,09	0,12	0,15	0,19	5,0%
Suriname	4,0%	-2,7%	1,0%	0,6%	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	1,3%
Guyana	1,1%	10,8%	-1,6%	-0,1%	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,008	0,5%
Tot.Suram.	4,1%	4,3%	3,0%	4,1%	7,99	9,67	11,71	14,19	17,22	20,90	3,9%

Proyección en el consumo de energía eléctrica: Millones de TEP											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de consumo					TCP 2010-35
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	3,9%	4,4%	2,4%	4,3%	111,65	137,80	170,09	209,95	259,14	319,85	4,3%
Argentina	7,7%	6,4%	3,4%	4,6%	27,13	31,75	37,17	43,51	50,93	59,62	3,2%
Venezuela	4,1%	1,6%	2,6%	3,1%	19,98	23,16	26,85	31,13	36,09	41,84	3,0%
Chile	3,4%	9,1%	7,2%	2,7%	14,49	16,80	19,48	22,58	26,18	30,35	3,0%
Colombia	3,2%	-0,5%	3,3%	0,9%	9,96	11,83	14,05	16,69	19,82	23,54	3,5%
Perú	-0,2%	5,0%	5,6%	7,2%	7,94	9,66	11,75	14,29	17,39	21,16	4,0%
Ecuador	5,9%	5,9%	5,2%	8,0%	3,98	5,11	6,55	8,40	10,77	13,81	5,1%
Uruguay	-1,8%	5,3%	-1,0%	4,9%	2,02	2,40	2,86	3,39	4,03	4,78	3,5%
Paraguay	4,1%	4,9%	0,2%	8,8%	1,68	2,05	2,49	3,03	3,69	4,48	4,0%
Bolivia	7,1%	6,7%	2,8%	6,7%	1,42	1,82	2,32	2,96	3,78	4,82	5,0%
Suriname	4,0%	-2,7%	1,0%	0,6%	0,35	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	1,3%
Guyana	1,1%	10,8%	-1,6%	-0,1%	0,168	0,172	0,176	0,181	0,185	0,190	0,5%
Tot.Suram.	4,1%	4,3%	3,0%	4,1%	200,78	242,93	294,19	356,54	432,45	524,93	3,9%

BTU: British Thermal Unit; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual; TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva de BTU a TEP fue realizada a través del factor de conversión equivalente de 1TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: Las TCP históricas fueron calculadas a partir de los datos estadísticos 1990-2008 presentadas por la US-EIA (en línea, Electricity/Consumption/Total.Electric.Power/Billion.Kilowatthours), ref. de consulta última: de 08 de mayo de 2011. Nota 03: Los datos 2009, 2010 y las proyecciones fueron realizadas a partir de los datos presentados en la Tabla C.34, datos convertidos a BTU a través del factor de conversión de 1Kwh=3.412,14 BTU y dividida para la eficiencia térmica en cada uno de los países (35%) determinada al comparar las tablas de consumo eléctrico Kwh vs. BTU de la US-EIA (en línea). Elaboración propia.

Tabla D.35.- Proyección energética en consumo eléctrico suramericano: BTU y TEP.

Generación de energía eléctrica: Cuatrillones (1.000.000.000.000.000) de BTU								
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. de 1990 a 2010	Año 2009 Consum.	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Consum.	% Total
Brasil	2,32931	2,94259	3,40228	4,34035	131,3%	4,49523	4,95371	51,34%
Venezuela	0,62818	0,73958	0,86386	1,10584	102,6%	1,21690	1,13772	11,79%
Argentina	0,52217	0,68161	0,85120	1,09001	160,7%	1,12591	1,16237	12,05%
Chile	0,20356	0,31433	0,43957	0,57417	214,4%	0,58451	0,60220	6,24%
Paraguay	0,29449	0,46589	0,48409	0,51982	96,6%	0,53025	0,52181	5,41%
Colombia	0,35646	0,42737	0,43856	0,51478	59,8%	0,54581	0,55469	5,75%
Perú	0,13432	0,17094	0,21024	0,29412	168,7%	0,31713	0,34533	3,58%
Ecuador	0,06879	0,09086	0,10930	0,15732	203,0%	0,17460	0,18357	1,90%
Uruguay	0,07517	0,07181	0,07889	0,08078	36,8%	0,08613	0,09868	1,02%
Bolivia	0,02329	0,03248	0,04045	0,05654	213,0%	0,06298	0,06482	0,67%
Suriname	0,01643	0,01418	0,01393	0,01522	4,3%	0,01536	0,01527	0,16%
Guyana	0,00259	0,00698	0,00802	0,00795	178,6%	0,00799	0,00798	0,08%
Tot.Suram.	4,65476	5,95861	6,94041	8,75691	126,9%	9,16279	9,64816	100,0%

Generación de energía eléctrica: Millones de TEP								
Región	Período (Promedio de producción)				Variac. de 1990 a 2010	Año 2009 Consum.	Año 2010	
	1ro 1990-94	2do 1995-99	3ro 2000-04	4to 2005-10			Consum.	% Total
Brasil	58,5102	73,9153	85,4626	109,0261	131,3%	112,9165	124,4332	51,34%
Venezuela	15,7794	18,5777	21,6996	27,7778	102,6%	30,5674	28,5787	11,79%
Argentina	13,1164	17,1214	21,3814	27,3800	160,7%	28,2819	29,1978	12,05%
Chile	5,1133	7,8957	11,0416	14,4228	214,4%	14,6825	15,1268	6,24%
Paraguay	7,3974	11,7028	12,1598	13,0575	96,6%	13,3194	13,1075	5,41%
Colombia	8,9539	10,7352	11,0164	12,9309	59,8%	13,7102	13,9334	5,75%
Perú	3,3739	4,2938	5,2811	7,3881	168,7%	7,9660	8,6744	3,58%
Ecuador	1,7280	2,2822	2,7457	3,9517	203,0%	4,3858	4,6111	1,90%
Uruguay	1,8883	1,8038	1,9818	2,0291	36,8%	2,1635	2,4787	1,02%
Bolivia	0,5849	0,8158	1,0160	1,4203	213,0%	1,5820	1,6281	0,67%
Suriname	0,4128	0,3563	0,3499	0,3823	4,3%	0,3858	0,3835	0,16%
Guyana	0,0651	0,1754	0,2014	0,1998	178,6%	0,2007	0,2006	0,08%
Tot.Suram.	116,9237	149,6755	174,3374	219,9665	126,9%	230,1618	242,3539	100,0%

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; BTU: British Thermal Unit; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión $1 \text{ TEP} = 39.810.220 \text{ BTU}$ de acuerdo a los expresado en el Apéndice A. Nota 02: Los promedios históricos anuales fueron calculados a partir de los datos estadísticos (excepto 2009 y 2010) presentados por la US-EIA (en línea, Electricity/Generation/Total.Net.Generation/ Billion.Kilowatthours); ref. consulta última: de 09 de mayo de 2011, mientras que los datos de 2009 y 2010 se obtuvieron de la Tabla C.35, previa transformación de datos. Nota 03: La conversión de datos de Kwh a BTU se los realizó través del factor de conversión de $1 \text{ Kwh} = 3.412,14 \text{ BTU}$ y dividida para una eficiencia térmica en generación del 35%, según Tabla A.3 y bajo el tratamiento que da US-EIA (en línea. Ver consumo eléctrico para Suramérica Kwh vs. BTU). Elaboración propia.

Tabla D.36.- Energía requerida para generación eléctrica: BTU y TEP.

Proyección en la generación de energía eléctrica: Cuatrillones (1.000.000.000.000.000) de BTU											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de generación					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	4,0%	4,9%	2,7%	5,3%	4,9537	6,1905	7,7216	9,6166	11,9611	14,8606	4,5%
Argentina	7,2%	4,5%	2,9%	2,1%	1,1624	1,4086	1,6584	1,9515	2,2955	2,6990	3,4%
Venezuela	4,8%	2,4%	3,6%	1,9%	1,1377	1,2875	1,4926	1,7303	2,0059	2,3254	2,9%
Chile	4,0%	7,6%	7,1%	2,1%	0,6022	0,7307	0,8471	0,9821	1,1385	1,3198	3,2%
Colombia	3,4%	0,3%	3,5%	2,4%	0,5547	0,5930	0,7043	0,8364	0,9934	1,1799	3,1%
Paraguay	7,3%	5,4%	-0,7%	0,1%	0,5220	0,5749	0,6133	0,6542	0,6978	0,7444	1,4%
Perú	2,4%	3,2%	5,1%	7,3%	0,3453	0,4212	0,5124	0,6234	0,7585	0,9228	4,7%
Ecuador	6,5%	5,3%	4,2%	8,9%	0,1836	0,2623	0,3364	0,4314	0,5532	0,7093	5,6%
Uruguay	0,6%	3,1%	-6,2%	16,7%	0,0987	0,1209	0,1436	0,1706	0,2026	0,2406	3,6%
Bolivia	6,4%	6,7%	3,9%	6,1%	0,0648	0,1027	0,1455	0,1602	0,1757	0,2243	5,1%
Suriname	4,2%	-2,5%	1,1%	0,0%	0,0080	0,0081	0,0083	0,0086	0,0088	0,0090	1,3%
Guyana	4,8%	11,9%	-1,6%	0,2%	0,0080	0,0081	0,0083	0,0086	0,0088	0,0090	0,5%
Tot.Suram.	4,6%	4,3%	2,9%	4,0%	9,6483	11,7635	14,3039	17,4419	21,0264	25,4127	3,9%

Proyección en la generación de energía eléctrica: Millones de TEP											
Región	Tasa Crec.Promed. Anual (TCP)				Histór.	Proyecciones de generación					TCP
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10		2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brasil	4,0%	4,9%	2,7%	5,3%	124,433	155,501	193,960	241,561	300,452	373,287	4,5%
Argentina	7,2%	4,5%	2,9%	2,1%	29,198	35,382	41,657	49,021	57,660	67,796	3,4%
Venezuela	4,8%	2,4%	3,6%	1,9%	28,579	32,342	37,493	43,464	50,387	58,412	2,9%
Chile	4,0%	7,6%	7,1%	2,1%	15,127	18,356	21,279	24,668	28,597	33,152	3,2%
Colombia	3,4%	0,3%	3,5%	2,4%	13,933	14,895	17,691	21,011	24,954	29,638	3,1%
Paraguay	7,3%	5,4%	-0,7%	0,1%	13,111	14,441	15,404	16,432	17,528	18,698	1,4%
Perú	2,4%	3,2%	5,1%	7,3%	8,674	10,580	12,872	15,660	19,053	23,181	4,7%
Ecuador	6,5%	5,3%	4,2%	8,9%	4,611	6,589	8,449	10,835	13,895	17,818	5,6%
Uruguay	0,6%	3,1%	-6,2%	16,7%	2,479	3,038	3,608	4,285	5,089	6,045	3,6%
Bolivia	6,4%	6,7%	3,9%	6,1%	1,628	2,579	3,654	4,024	4,414	5,634	5,1%
Suriname	4,2%	-2,5%	1,1%	0,0%	0,201	0,204	0,210	0,215	0,220	0,226	1,3%
Guyana	4,8%	11,9%	-1,6%	0,2%	0,201	0,204	0,210	0,215	0,220	0,226	0,5%
Tot.Suram.	4,6%	4,3%	2,9%	4,0%	242,358	295,490	359,302	438,126	528,167	638,345	3,9%

BTU: British Thermal Unit; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo; Cuatrillón equivalente a 1×10^{15} [P]; Millón equivalente a 1×10^6 [M]. Nota 01: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1 TEP=39.810.220 BTU de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A. Nota 02: La Tabla fue elaborada a partir de los datos presentados en la Tabla C.38, cuyos datos fueron convertidos a BTU a través del factor de conversión de 1Kwh=3.412,14 BTU y dividida para una eficiencia del 35% de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A, Tabla A3. El factor de eficiencia térmica del 35% fue tomado en base al tratamiento que realiza la US-EIA (en línea) a sus datos en consumo de energía eléctrica (Kwh vs. BTU). Elaboración propia.

Tabla D.37.- Proyección para la generación de energía eléctrica suramericana: BTU y TEP.

Proyección en la generación de energía eléctrica: Fuente térmica (líquidos, gas, carbón): 1.000 millones de Kw-h													
Región	Promedio por período				Variac.	Histór.	Proyecciones de generación					2010-2035	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10			2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP Cr.Net
Argentina	25,405	37,604	47,111	70,065	266,4%	76,605	101,001	120,643	146,128	176,039	202,793	4,0%	2,6
Brasil	10,698	18,424	33,593	45,499	572,6%	64,009	143,483	193,874	255,424	345,421	453,426	8,1%	7,1
Venezuela	19,387	20,212	26,564	32,239	93,8%	40,692	43,568	58,699	76,786	98,337	123,943	4,6%	3,0
Chile	5,277	14,038	22,276	31,924	392,2%	36,771	43,384	48,379	54,852	62,968	70,917	2,7%	1,9
Colombia	9,031	10,907	9,991	11,498	101,7%	16,396	12,818	15,324	18,303	21,846	26,057	1,9%	1,6
Perú	2,511	3,998	3,997	10,663	484,4%	15,696	17,076	18,578	20,212	21,989	23,923	1,7%	1,5
Ecuador	1,629	3,039	3,926	7,193	685,4%	10,037	9,671	12,958	20,462	30,487	43,786	6,1%	4,4
Bolivia	0,997	1,757	1,980	3,456	409,0%	4,327	5,040	5,752	6,465	7,178	11,185	3,9%	2,6
Guyana	0,261	0,711	0,823	0,816	183,4%	0,819	0,835	0,856	0,878	0,900	0,922	0,5%	1,1
Suriname	0,303	0,164	0,691	0,702	113,9%	0,706	0,754	0,805	0,858	0,915	0,977	1,3%	1,4
Uruguay	0,570	0,847	0,319	1,745	58,4%	0,648	2,128	3,842	6,388	9,187	12,465	12,6%	19,2
Paraguay	0,027	0,047	0,012	0,002	-96,0%	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,0%	1,0
Tot.Suram.	76,10	111,75	151,28	215,80	265,9%	266,71	379,76	479,71	606,76	775,27	970,40	5,3%	3,6

Proy.en la generación de energía eléctrica: Fuente térmica (líquidos, gas, carbón): Cuatrillones (1.000.000.000.000) de BTU													
Región	Tasa de Crec. Prom. Anual (TCP)				Variac.	Histór.	Proyecciones de generación					2010-2035	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10			2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP Cr.Net
Argentina	5,1%	11,9%	3,3%	5,2%	266,4%	0,74682	0,98466	1,17615	1,42460	1,71620	1,97703	4,0%	2,6
Brasil	4,1%	20,9%	8,3%	10,8%	572,6%	0,62402	1,39882	1,89007	2,49012	3,36750	4,42044	8,1%	7,1
Venezuela	-2,8%	-2,3%	6,3%	10,3%	93,8%	0,39671	0,42474	0,57225	0,74859	0,95869	1,20832	4,6%	3,0
Chile	-7,6%	33,4%	10,7%	6,7%	392,2%	0,35848	0,42295	0,47165	0,53475	0,61388	0,69137	2,7%	1,9
Colombia	1,0%	-2,7%	-4,0%	9,2%	101,7%	0,15985	0,12496	0,14939	0,17844	0,21297	0,25403	1,9%	1,6
Perú	-10,2%	3,3%	17,1%	17,3%	484,4%	0,15302	0,16648	0,18112	0,19704	0,21437	0,23322	1,7%	1,5
Ecuador	4,2%	-1,1%	14,6%	10,4%	685,4%	0,09785	0,09428	0,12633	0,19948	0,29721	0,42687	6,1%	4,4
Bolivia	11,7%	5,3%	5,1%	9,3%	409,0%	0,04218	0,04913	0,05608	0,06303	0,06998	0,10904	3,9%	2,6
Guyana	4,9%	11,9%	-1,6%	0,2%	183,4%	0,00798	0,00814	0,00834	0,00856	0,00877	0,00899	0,5%	1,1
Suriname	-1,8%	-20,0%	0,2%	0,3%	113,9%	0,00688	0,00735	0,00784	0,00837	0,00893	0,00952	1,3%	1,4
Uruguay	-23,2%	41,7%	20,8%	-6,5%	58,4%	0,00632	0,02075	0,03746	0,06228	0,08956	0,12152	12,6%	19,2
Paraguay	-2,1%	-45,1%	-19,7%	-19,7%	-96,0%	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,0%	1,0
Tot.Suram.	0,6%	10,8%	6,1%	8,4%	265,9%	2,60011	3,70227	4,67669	5,91525	7,55808	9,46036	5,3%	3,6

Proyección en la generación de energía eléctrica: Fuente térmica (líquidos, gas, carbón): Millones de TEP													
Región	Tasa de Crec. Prom. Año (TCP)				Variac.	Histór.	Proyecciones de generación					2010-2035	
	1990-94	1995-99	2000-04	2005-10			2010	2015	2020	2025	2030	2035	TCP Cr.Net
Argentina	5,1%	11,9%	3,3%	5,2%	266,4%	18,7595	24,7337	29,5439	35,7847	43,1096	49,6613	4,0%	2,6
Brasil	4,1%	20,9%	8,3%	10,8%	572,6%	15,6748	35,1371	47,4771	62,5498	84,5889	111,0378	8,1%	7,1
Venezuela	-2,8%	-2,3%	6,3%	10,3%	93,8%	9,9649	10,6691	14,3745	18,8039	24,0814	30,3519	4,6%	3,0
Chile	-7,6%	33,4%	10,7%	6,7%	392,2%	9,0046	10,6242	11,8474	13,4324	15,4201	17,3667	2,7%	1,9
Colombia	1,0%	-2,7%	-4,0%	9,2%	101,7%	4,0152	3,1389	3,7525	4,4822	5,3497	6,3810	1,9%	1,6
Perú	-10,2%	3,3%	17,1%	17,3%	484,4%	3,8438	4,1818	4,5495	4,9496	5,3849	5,8584	1,7%	1,5
Ecuador	4,2%	-1,1%	14,6%	10,4%	685,4%	2,4580	2,3683	3,1732	5,0108	7,4658	10,7226	6,1%	4,4
Bolivia	11,7%	5,3%	5,1%	9,3%	409,0%	1,0595	1,2341	1,4087	1,5833	1,7578	2,7391	3,9%	2,6
Guyana	4,9%	11,9%	-1,6%	0,2%	183,4%	0,2006	0,2044	0,2096	0,2149	0,2203	0,2259	0,5%	1,1
Suriname	-1,8%	-20,0%	0,2%	0,3%	113,9%	0,1729	0,1847	0,1970	0,2102	0,2242	0,2391	1,3%	1,4
Uruguay	-23,2%	41,7%	20,8%	-6,5%	58,4%	0,1586	0,5212	0,9410	1,5643	2,2497	3,0525	12,6%	19,2
Paraguay	-2,1%	-45,1%	-19,7%	-19,7%	-96,0%	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0%	1,0
Tot.Suram.	0,6%	10,8%	6,1%	8,4%	265,9%	65,3127	92,9979	117,4747	148,5862	189,8527	237,6365	5,3%	3,6

BTU: British Thermal Unit; TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo. Nota 01: Las proyecciones de la Tabla fueron elaborados a partir de la diferencia entre los datos presentados en la Tabla C.38 y C.37 (escenario 1), cuyos datos fueron convertidos a BTU a través del factor de conversión de 1Kwh=3.412,14 BTU y dividida para una eficiencia del 35% de acuerdo a lo expresado en el Apéndice A, Tabla A3. El factor de eficiencia térmica del 35% fue tomado en base al tratamiento que realiza la US-EIA (en línea) a sus datos en consumo de energía eléctrica (Kwh vs. BTU).

Nota 02: La transformación respectiva a TEP fue realizada a través del factor de conversión 1 TEP=39.810.220 BTU según lo expresado en el Apéndice A. Nota 03.- Los promedios históricos fueron determinados a partir de los datos estadísticos (1990-2008) presentados por la US-EIA (en línea, ref.: de 24 de septiembre de 2011), mientras que los datos de 2009 y 2010 se los obtuvo de las fuentes citadas en las Tablas C.30 y C.33. Elaboración propia.

Tabla D.38.- Proyección para la generación eléctrica a través de fuente térmica convencional (líquidos combustibles, gas y carbón).

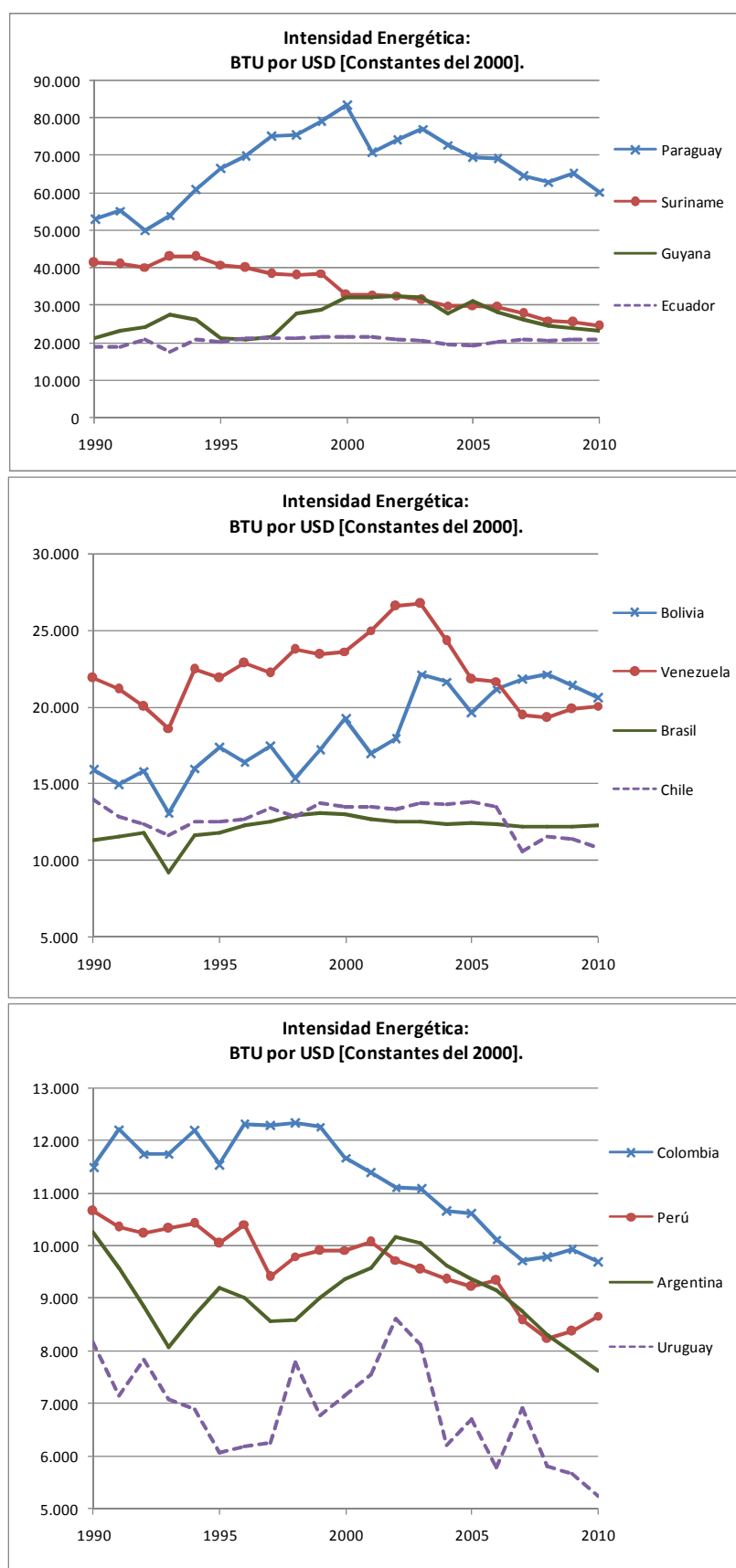
Proyecc. Capacidades Instaladas para Generación Eléctrica: GIGAWATTS								
Región	Histór. 2010	Proyecciones de generación						TCP
		2015	2020	2025	2030	2035	F.Plt.	2010-35
Argentina								
Pot.Instal. Total	32,406	38,643	45,946	53,935	63,313	73,586	42%	3,3%
Pot. Hidroeléct.	30,2%	25,7%	24,8%	22,9%	21,1%	19,7%	40%	1,6%
Pot. Térmica	64,0%	66,3%	66,6%	68,7%	70,5%	69,9%	45%	3,7%
Pot. Nuclear	3,1%	4,2%	4,3%	3,7%	3,2%	4,7%	70%	5,0%
Pot. Biom.& Res.	2,5%	2,5%	2,6%	2,6%	2,7%	2,8%	25%	3,8%
Pot.Geotérmica	0,0%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	75%	*
Pot. Eólica	0,1%	0,9%	1,4%	1,7%	2,2%	2,7%	30%	17,9%
Bolivia								
Pot.Instal. Total	1,568	2,519	3,099	3,868	4,232	5,450	49%	5,1%
Pot. Hidroeléct.	30,38%	34,9%	51,4%	45,4%	45,9%	39,3%	55%	6,2%
Pot. Térmica	64,67%	50,8%	33,5%	42,4%	43,0%	52,1%	45%	4,2%
Pot. Nuclear	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	4,95%	10,1%	11,7%	9,4%	8,6%	6,7%	25%	6,4%
Pot.Geotérmica	0,00%	4,2%	3,4%	2,8%	2,5%	2,0%	75%	*
Pot. Eólica	0,001%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	0,0%
Brasil								
Pot.Instal. Total	104,394	142,106	175,954	217,668	270,375	334,879	52%	4,8%
Pot. Hidroeléct.	73,1%	64,7%	63,0%	61,3%	59,5%	57,9%	60%	3,8%
Pot. Térmica	15,6%	25,6%	28,0%	29,8%	32,4%	34,3%	45%	8,1%
Pot. Nuclear	2,1%	1,9%	1,9%	2,2%	1,8%	1,9%	75%	4,2%
Pot. Biom.& Res.	8,4%	7,0%	6,5%	6,1%	5,6%	5,2%	35%	2,8%
Pot.Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,9%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	30%	3,8%
Chile								
Pot.Instal. Total	14,893	17,251	19,257	22,192	25,650	29,563	51%	2,8%
Pot. Hidroeléct.	35,3%	31,3%	28,8%	27,8%	26,8%	26,0%	55%	1,5%
Pot. Térmica	56,4%	57,4%	57,4%	56,4%	56,0%	54,8%	50%	2,7%
Pot. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	7,2%	7,2%	7,4%	7,3%	7,3%	7,2%	35%	2,8%
Pot.Geotérmica	0,0%	3,1%	5,5%	7,1%	8,2%	9,9%	75%	*
Pot. Eólica	1,2%	1,1%	1,0%	1,3%	1,6%	2,1%	30%	5,2%
Colombia								
Pot.Instal. Total	13,934	14,662	16,573	18,832	22,345	26,517	50%	2,6%
Pot. Hidroeléct.	65,7%	67,0%	70,4%	73,6%	73,6%	73,7%	55%	3,1%
Pot. Térmica	32,1%	30,9%	27,7%	24,7%	24,8%	24,9%	45%	1,6%
Pot. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	1,9%	1,9%	1,7%	1,5%	1,3%	1,2%	25%	0,6%
Pot.Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	30%	2,5%
Ecuador								
Pot.Instal. Total	5,150	6,102	7,841	10,216	13,278	17,223	48%	4,9%
Pot. Hidroeléct.	43,54%	57,6%	56,1%	47,5%	40,4%	34,4%	55%	4,0%
Pot. Térmica	54,30%	40,2%	41,9%	50,8%	58,2%	64,5%	45%	5,7%
Pot. Nuclear	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	2,12%	1,8%	1,5%	1,2%	0,9%	0,7%	25%	0,6%
Pot.Geotérmica	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,05%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	30%	14,6%
Guyana								
Pot.Instal. Total	0,313	0,319	0,327	0,335	0,343	0,352	30%	0,5%
Pot. Hidroeléct.	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0%	0,0%
Pot. Térmica	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	99,7%	30%	0,5%
Pot. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot.Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*

Tabla D.39.- Proyección de capacidad instalada para generación eléctrica Suramericana.
Continúa...

Proyecc. Capacidades Instaladas para Generación Eléctrica: GIGAWATTS								
Región	Histór. 2010	Proyecciones de generación						TCP
		2015	2020	2025	2030	2035	F.Pl't.	2010-35
Paraguay								
Pot.Instal. Total	8,131	8,416	8,977	9,576	10,215	10,896	79%	1,2%
Pot. Hidroeléct.	99,99%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	80%	1,2%
Pot. Térmica	0,01%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	10%	0,0%
Pot. Nuclear	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot.Geotérmica	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Perú								
Pot.Instal. Total	8,341	10,168	12,595	17,040	18,903	21,047	57%	3,8%
Pot. Hidroeléct.	41,0%	47,9%	55,9%	65,4%	65,0%	64,5%	70%	5,7%
Pot. Térmica	56,5%	47,7%	39,6%	30,1%	29,5%	28,8%	45%	1,0%
Pot. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	2,5%	2,4%	2,2%	1,9%	1,9%	2,0%	25%	2,8%
Pot.Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,0%	2,1%	2,3%	2,7%	3,5%	4,6%	30%	33,6%
Suriname								
Pot.Instal. Total	0,398	0,425	0,453	0,483	0,515	0,550	45%	1,3%
Pot. Hidroeléct.	49,4%	49,3%	49,3%	49,3%	49,3%	49,3%	50%	1,3%
Pot. Térmica	50,6%	50,7%	50,7%	50,7%	50,7%	50,7%	40%	1,3%
Pot. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot.Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Uruguay								
Pot.Instal. Total	2,692	2,798	2,921	3,643	4,487	5,509	52%	2,9%
Pot. Hidroeléct.	57,1%	55,0%	52,7%	42,2%	34,3%	27,9%	62%	0,0%
Pot. Térmica	36,6%	34,7%	33,4%	44,5%	51,9%	57,4%	45%	4,8%
Pot. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	4,8%	7,6%	9,3%	7,5%	6,7%	5,9%	90%	3,7%
Pot.Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	1,5%	2,7%	4,7%	5,7%	7,1%	8,8%	30%	10,5%
Venezuela								
Pot.Instal. Total	24,838	26,102	30,286	35,901	42,464	50,128	56%	2,8%
Pot. Hidroeléct.	58,9%	57,7%	50,8%	45,7%	41,3%	37,3%	70%	1,0%
Pot. Térmica	41,1%	42,3%	49,2%	54,3%	58,7%	62,7%	45%	4,6%
Pot. Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Biom.& Res.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot.Geotérmica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Pot. Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%	*
Tot.Suram.	2010	2015	2020	2025	2030	2035		
Pot.Instal. Total	217,058	269,510	324,230	393,688	476,121	575,702	52%	4,0%
Pot. Hidroeléct.	60,4%	56,2%	55,1%	53,7%	51,8%	50,1%	60%	3,2%
Pot. Térmica	32,3%	36,2%	37,4%	38,8%	41,0%	42,5%	45%	5,1%
Pot. Nuclear	1,5%	1,6%	1,6%	1,7%	1,5%	1,7%	74%	4,5%
Pot. Biom.& Res.	5,3%	4,9%	4,7%	4,5%	4,2%	4,0%	34%	2,9%
Pot.Geotérmica	0,0%	0,3%	0,4%	0,5%	0,5%	0,6%	63%	*
Pot. Eólica	0,6%	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,1%	28%	7,0%

Gigawatts: 1×10^9 (1.000.000.000) Watts o 1.000 Mw. TCP: Tasa de crecimiento promedio anual. F.Pl't: Factor de Planta (η futura). Nota 01: La potencia instalada para la generación de energía eléctrica, a partir de sistemas convencionales térmicos, incluye a las instalaciones de gas, carbón y combustibles líquidos. Nota 02: Esta tabla está elaborada en base a la Tabla C.41 del presente trabajo. Elaboración propia.

Tabla D.39.- Proyección de capacidad instalada para generación eléctrica Suramericana:
Composición porcentual por tipo de fuente.



BTU: British Thermal Unit. Nota: Realizado a partir de los datos elaborados de la Tabla C.42. Elaboración propia.

Figura D.4.- Intensidad energética por cada país suramericano: 1990-2010.

ANEXOS.

ÍNDICE DE ANEXOS

- I. EXTRACTO. COMUNICADO DE BRASILIA, 2000.
- II. EXTRACTO. DECLARACIÓN PRESIDENCIAL DE CUSCO, 2004.
- III. EXTRACTO. DECLARACIÓN PRESIDENCIAL DE BRASILIA, 2005.
- IV. EXTRACTO. DECLARACIÓN DE COCHABAMBA, 2006.
- V. DECLARACIÓN DE MARGARITA, 2007.
- VI. EXTRACTO. TRATADO CONSTITUTIVO DE UNASUR, 2008.

I. EXTRACTO. COMUNICADO DE BRASILIA, 2000.

PRIMERA CUMBRE SUDAMERICANA PRESIDENTES COMUNICADO DE BRASILIA

Invitados por el Presidente de Brasil, Fernando Henrique Cardoso, los Jefes de Estado de Argentina, Fernando De la Rúa; Bolivia, Hugo Bánzer Suárez; Chile, Ricardo Lagos Escobar; Colombia, Andrés Pastrana Arango; Ecuador, Gustavo Noboa; Guyana, Bharrat Jagdeo; Paraguay, Luis Angel González Macchi; Perú, Alberto Fujimori Fujimori; Surinam, Runaldo Ronald Venetiaan; Uruguay, Jorge Batlle Ibañez; y Venezuela, Hugo Chávez; participaron en la Reunión de Presidentes de América del Sur, los días 31 de agosto y 1º de septiembre de 2000. También estuvieron presentes los Presidentes del Banco Interamericano de Desarrollo, Enrique Iglesias, y de la Corporación Andina de Fomento, Enrique García. Evento de carácter histórico y pionero en la región, el encuentro representó un importante estímulo para la organización de nuestra convivencia en el espacio común suramericano y para seguir apoyando, en América del Sur, la configuración de un área singular de democracia, paz, cooperación solidaria, integración y desarrollo económico y social compartido.

(...)

7. Los Presidentes coincidieron en la evaluación de que la estabilidad política, el crecimiento económico y la promoción de la justicia social, en cada uno de los doce países de América del Sur, dependerán en buena medida de la ampliación y de la profundización de la cooperación y del sentido de solidaridad existente en el ámbito regional y del fortalecimiento y de la expansión de la red de intereses recíprocos. Identificaron, en ese sentido, una serie de temas cuyo tratamiento podrá beneficiarse de un enfoque específico de cooperación suramericana: democracia; comercio; infraestructura de integración; drogas ilícitas y delitos conexos; información, conocimiento y tecnología.

(...)

COMERCIO

(...)

30. La participación del sector privado, tanto de empresarios como de trabajadores, y el apoyo de la sociedad representan garantías de éxito y continuidad para esos procesos. En esta perspectiva, los Presidentes decidieron instruir a sus Ministros competentes para coordinar la elaboración de propuestas para la constitución de un foro consultivo suramericano entre altos funcionarios y representantes civiles, con el propósito de identificar acciones conjuntas de los países de la región en los campos del comercio y de las inversiones, dirigidas hacia la consolidación y la profundización del proceso de integración en América del Sur. Esa iniciativa podrá contribuir también para facilitar la coordinación de posiciones suramericanas en los foros de la sociedad civil que han estado reuniéndose de forma regular en el contexto de las negociaciones para la conformación de un área de libre comercio de las Américas. Tales negociaciones deberán tener en cuenta los diferentes niveles de desarrollo socioeconómico entre los países de América del Sur y, en particular las circunstancias, necesidades, condiciones económicas y oportunidades de las economías menores, con el objetivo de garantizar su plena y efectiva participación en dicho proceso.

(...)

INFRAESTRUCTURA DE INTEGRACIÓN

(...)

40. Los Presidentes enfatizaron el papel motriz de la energía, de las redes de transporte y de las comunicaciones para la integración de los países de América del Sur. En ese sentido, los proyectos de infraestructura para la integración deben de ser complementados mediante la adopción de regímenes normativos y administrativos que faciliten la interconexión y la operación de los sistemas de energía, de transportes y de las comunicaciones.

(...)

42. En el sector de energía, la integración y complemento de los recursos del continente suramericano – en las áreas de carburantes líquidos y gaseosos, en materia de integración e intercambio de combustibles, como, por ejemplo, gas natural y de interconexión eléctrica y empresas en energía eléctrica – constituyen un eje de aproximación entre los países de la región, que debe ampliarse y mejorarse paralelamente a la preservación del medio ambiente y a la eliminación de barreras injustificables derivadas de restricciones y reglamentos en este sector.

(...)

Brasilia, 1º de septiembre de 2000

II. EXTRACTO. DECLARACIÓN PRESIDENCIAL DE CUSCO, 2004.

Declaración del Cusco sobre la Comunidad Sudamericana de Naciones III Cumbre Presidencial Sudamericana Cusco, 8 de diciembre de 2004

Los Presidentes de los países de América del Sur reunidos en la ciudad del Cusco en ocasión de la celebración de las gestas libertarias de Junín y Ayacucho y de la convocatoria del Congreso Anfictiónico de Panamá, siguiendo el ejemplo de El Libertador Simón Bolívar, del Gran Mariscal de Ayacucho Antonio José de Sucre, del Libertador José de San Martín, de nuestros pueblos y héroes independentistas que construyeron, sin fronteras, la gran Patria Americana e interpretando las aspiraciones y anhelos de sus pueblos a favor de la integración, la unidad y la construcción de un futuro común, hemos decidido conformar la Comunidad Sudamericana de Naciones.

I.- La Comunidad Sudamericana de Naciones se conforma teniendo en cuenta:

La historia compartida y solidaria de nuestras naciones, que desde las gestas de la independencia han enfrentado desafíos internos y externos comunes, demuestra que nuestros países poseen potencialidades aún no aprovechadas tanto para utilizar mejor sus aptitudes regionales como para fortalecer las capacidades de negociación y proyección internacionales;

El pensamiento político y filosófico nacido de su tradición, que reconociendo la preeminencia del ser humano, de su dignidad y derechos, la pluralidad de pueblos y culturas, ha consolidado una identidad sudamericana compartida y valores comunes, tales como: la democracia, la solidaridad, los derechos humanos, la libertad, la justicia social, el respeto a la integridad territorial, a la diversidad, la no discriminación y la afirmación de su autonomía, la igualdad soberana de los Estados y la solución pacífica de controversias;

La convergencia de sus intereses políticos, económicos, sociales, culturales y de seguridad como un factor potencial de fortalecimiento y desarrollo de sus capacidades internas para su mejor inserción internacional;

La convicción de que el acceso a mejores niveles de vida de sus pueblos y la promoción del desarrollo económico, no puede reducirse sólo a políticas de crecimiento sostenido de la economía, sino comprender también estrategias que, junto con una conciencia ambiental responsable y el reconocimiento de asimetrías en el desarrollo de sus países, aseguren una más justa y equitativa distribución del ingreso, el acceso a la educación, la cohesión y la inclusión social, así como la preservación del medio ambiente y la promoción del desarrollo sostenible.

En este contexto, el desarrollo de las regiones interiores del espacio sudamericano, contribuirá a profundizar el proyecto comunitario, así como a mejorar la calidad de vida de estas zonas que se encuentran entre las de menor desarrollo relativo.

Su compromiso esencial con la lucha contra la pobreza, la eliminación del hambre, la generación de empleo decente y el acceso de todos a la salud y a la educación como herramientas fundamentales para el desarrollo de los pueblos;

Su identificación con los valores de la paz y la seguridad internacionales, a partir de la afirmación de la vigencia del derecho internacional y de un multilateralismo renovado y democrático que integre decididamente y de manera eficaz el desarrollo económico y social en la agenda mundial;

La común pertenencia a sistemas democráticos de gobierno y a una concepción de la gobernabilidad, sustentada en la participación ciudadana que incremente la transparencia en la conducción de los asuntos públicos y privados, y ejerza el poder con estricto apego al estado de derecho, conforme a las disposiciones de la Carta Democrática Interamericana, en un marco de lucha contra la corrupción en todos los ámbitos;

Su determinación de desarrollar un espacio sudamericano integrado en lo político, social, económico, ambiental y de infraestructura, que fortalezca la identidad propia de América del Sur y que contribuya, a partir de una perspectiva subregional y, en articulación con otras experiencias de integración regional, al fortalecimiento de América Latina y el Caribe y le otorgue una mayor gravitación y representación en los foros internacionales.

Nuestra convicción en el sentido que la realización de los valores e intereses compartidos que nos unen, además de comprometer a los Gobiernos, sólo encontrará viabilidad en la medida que los pueblos asuman el rol protagónico que les corresponde en este proceso. La integración sudamericana es y debe ser una integración de los pueblos.

II.- El espacio sudamericano integrado se desarrollará y perfeccionará impulsando los siguientes procesos:

. La concertación y coordinación política y diplomática que afirme a la región como un factor diferenciado y dinámico en sus relaciones externas.

. La profundización de la convergencia entre MERCOSUR, la Comunidad Andina y Chile a través del perfeccionamiento de la zona de libre comercio, apoyándose en lo pertinente en la Resolución 59 del XIII Consejo de Ministros de la ALADI del 18 de octubre de 2004, y su evolución a fases superiores de la integración económica, social e institucional. Los Gobiernos de Suriname y Guyana se asociarán a este proceso, sin perjuicio de sus obligaciones bajo el Tratado revisado de Chaguaramas.

. La integración física, energética y de comunicaciones en Sudamérica sobre la base de la profundización de las experiencias bilaterales, regionales y subregionales existentes, con la consideración de mecanismos financieros innovadores y las propuestas sectoriales en curso que permitan una mejor realización de inversiones en infraestructura física para la región.

. La armonización de políticas que promuevan el desarrollo rural y agroalimentario.

. La transferencia de tecnología y de cooperación horizontal en todos los ámbitos de la ciencia, educación y cultura.

. La creciente interacción entre las empresas y la sociedad civil en la dinámica de integración de este espacio sudamericano, teniendo en cuenta la responsabilidad social empresarial.

III. La Acción de la Comunidad Sudamericana de Naciones:

La Comunidad Sudamericana de Naciones establecerá e implementará progresivamente sus niveles y ámbitos de acción conjunta, promoviendo la convergencia y sobre la base de la institucionalidad existente, evitando la duplicación y superposición de esfuerzos y sin que implique nuevos gastos financieros.

Los Ministros de Relaciones Exteriores elaborarán una propuesta concreta de cursos de acción que considere, entre otros aspectos, las reuniones de Jefes de Estado como instancia máxima de conducción política y de Cancilleres como ámbito de decisión ejecutiva del proceso. Los Ministros contarán con la cooperación del Presidente del Comité de Representantes Permanentes del MERCOSUR, del Director de la Secretaría del MERCOSUR, del Secretario General de la Comunidad Andina, del Secretario General de la ALADI, y de la Secretaría Permanente de la Organización del Tratado de Cooperación Amazónica, así como de otros esquemas de cooperación e integración subregional. Las reuniones de Jefes de Estado y de Cancilleres sustituirán a las denominadas Cumbres Sudamericanas.

El Gobierno del Perú ejercerá la Secretaría Pro Témpore hasta la realización de la Primera Reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones, que se realizará en Brasil en el año 2005. La Segunda Reunión se realizará en Bolivia.

Firmado en la ciudad del Cusco, a los ocho días del mes de diciembre del año 2004.

III. EXTRACTO. DECLARACIÓN PRESIDENCIAL DE BRASILIA, 2005.

Declaración Presidencial y Agenda Prioritaria Primera Reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones Brasilia, 30 de setiembre de 2005.

En cumplimiento de lo acordado en la Declaración Presidencial del Cusco del 8 de diciembre de 2004, e inspirados en valores comunes tales como la democracia, la solidaridad, los derechos humanos, la libertad, la justicia social, el respeto a la integridad territorial, a la diversidad, la no discriminación y la afirmación de su autonomía, la igualdad soberana de los Estados y la solución pacífica de controversias, los Presidentes y Jefes de Gobierno de los Países de la Comunidad Sudamericana de Naciones, reunidos en Brasilia los días 29 y 30 de septiembre de 2005, declaran:

Introducción

1. La esencia de la Comunidad Sudamericana de Naciones es el entendimiento político y la integración económica y social de los pueblos de América del Sur.
(...)

3. La asociación recíproca de los Estados Partes del MERCOSUR y de la CAN, así como la asociación de Surinam, Guyana y Chile, son esenciales para la conformación de la Comunidad Sudamericana de Naciones, con miras a la finalidad última de la unión sudamericana.
(...)

5. En el campo económico los propósitos de la Comunidad Sudamericana de Naciones incluyen el avance y la consolidación del proceso de convergencia encaminado al establecimiento de una zona de libre comercio sudamericana, con miras a su perfeccionamiento, así como la promoción del crecimiento económico y la reducción de las asimetrías, cuando ello sea posible, mediante la complementación de las economías de los países de América del Sur.

6. En ese sentido y conforme a lo dispuesto en la Declaración del Cusco, decidieron encargar a la Secretaría General de la ALADI, en coordinación con la Secretaría General de la Comunidad Andina y la Secretaría Técnica del MERCOSUR, la preparación de una propuesta en el marco de la resolución 59 del Consejo de Ministros de la ALADI, sobre la convergencia CAN-MERCOSUR y otros acuerdos comerciales de la región, para el perfeccionamiento de un área de libre comercio sudamericana, teniendo en cuenta el trato preferencial y diferenciado. Los esfuerzos de la Comunidad estarán encaminados principalmente a la promoción de mejores niveles de calidad de vida, generación de trabajo decente, justa distribución del ingreso y extensión de beneficios sociales a sus habitantes.

Organización

7. La Comunidad Sudamericana de Naciones se establecerá con base en la institucionalidad existente, evitando la duplicación y superposición de esfuerzos, sin nuevos gastos financieros, estableciendo coordinación entre las Cancillerías, con el apoyo de los organismos de integración existentes y perfeccionando su funcionamiento.
(...)

11. Las Reuniones Ministeriales Sectoriales serán convocadas por los Jefes de Estado y examinarán y promoverán proyectos y políticas específicas de integración sudamericana en áreas como salud, educación, cultura, ciencia y tecnología, seguridad ciudadana, infraestructura de energía, transportes, comunicaciones y desarrollo sostenible. En este sentido estas reuniones se realizarán valiéndose de los mecanismos existentes en el MERCOSUR y en la CAN.

12. Las reuniones en el área de infraestructura promoverán la implementación de la agenda consensuada de proyectos prioritarios de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA), entre otros, tomando en cuenta los planes de desarrollo nacionales, bilaterales y regionales, contando con la participación de las comunidades involucradas y protegiendo el medio ambiente.

(...)

Agenda Prioritaria

16. Las áreas de acción prioritaria de la Comunidad Sudamericana de Naciones, son:

- el diálogo político,
- la integración física;
- el medio ambiente;
- la integración energética;
- los mecanismos financieros sudamericanos;
- las asimetrías;
- la promoción de la cohesión social, de la inclusión social y de la justicia social; y,
- las telecomunicaciones.

17. Encargamos a las Instituciones Regionales de Integración que presenten a las Cancillerías y a los Ministerios relacionados, sugerencias para desarrollar propuestas y planes específicos de trabajo sobre las áreas de la agenda mencionada en el párrafo anterior. Dichos trabajos deberán iniciarse de inmediato y ser presentados a más tardar en el primer semestre del año 2006.

18. En la temática referida a la reducción de las asimetrías, convocamos a la Secretaría General de la CAN, la Secretaría Técnica del MERCOSUR, la Secretaría General de la ALADI, la Secretaría Permanente del SELA, la Secretaría Permanente de la OTCA, Secretaría del CARICOM y la CEPAL, para la elaboración de un documento de reflexión para la reunión convocada por Bolivia “Foro: Un nuevo Tratamiento de las Asimetrías en la Integración Sudamericana” en la ciudad de La Paz el 21 de octubre de 2005, manifestando su expectativa de que este Foro contribuya con sugerencias para la reducción de las asimetrías en la región y para que las relaciones económicas produzcan beneficios para todos.

19. Las referidas secretarías brindarán apoyo igualmente a la Secretaría Pro Tempore en los temas de naturaleza técnica que le conciernan, relativos a esta Declaración.

IV. EXTRACTO. DECLARACIÓN DE COCHABAMBA, 2006.

Declaración de Cochabamba Colocando la Piedra Fundamental para una Unión Sudamericana.

A dos años de la Declaración de Cusco en la que decidimos conformar la Comunidad Sudamericana de Naciones, a un año de haber aprobado la agenda prioritaria de Brasilia y después de un proceso muy constructivo de reflexión estratégica, hoy, los Presidentes de las Naciones de Sudamérica acordamos en Cochabamba de cara a nuestros pueblos, colocar la piedra fundamental de este proceso de integración sudamericano.

1) Un nuevo modelo de integración para el Siglo XXI.

El fin de la bipolaridad construida después de la Segunda Guerra Mundial acabó con la “guerra fría”, trajo aparejado un debilitamiento del multilateralismo y una profundización de las asimetrías entre países e incluso continentes.

(...)

Frente a esta situación la integración regional es una alternativa para evitar que la globalización profundice las asimetrías contribuya a la marginalidad económica, social y política y procurar aprovechar las oportunidades para el desarrollo.

La construcción de la Comunidad Sudamericana de Naciones busca el desarrollo de un espacio integrado en lo político, social, cultural, económico, financiero, ambiental y en la infraestructura. Esta integración sudamericana no es sólo necesaria para resolver los grandes flagelos que afectan a la región, como son la pobreza, la exclusión y la desigualdad social persistentes, que se han transformado en los últimos años en una preocupación central de todos los gobiernos nacionales, sino que es un paso decisivo para lograr un mundo multipolar, equilibrado, justo y basado en una cultura de paz.

Nos planteamos un nuevo modelo de integración con identidad propia, pluralista, en medio de la diversidad y las diferencias, reconociendo las distintas concepciones políticas e ideológicas, que corresponden a la pluralidad democrática de nuestros países.

Este nuevo modelo de integración comprende el ámbito comercial y una articulación económica y productiva más amplia, así como nuevas formas de cooperación política, social y cultural, tanto públicas y privadas, como de otras formas de organización de la sociedad civil. Se trata de una integración innovadora que incluya todos los logros y lo avanzado por los procesos del MERCOSUR y la CAN, así como la experiencia de Chile, Guyana y Suriname, yendo más allá de la convergencia de los mismos. El objetivo último de este proceso de integración es y será favorecer un desarrollo más equitativo, armónico e integral de América del Sur.

(...)

La Comunidad Sudamericana de Naciones, conformada por Estados democráticos y soberanos, se sustenta en una conjunción de objetivos, principios y valores que reconoce el carácter multiétnico, multicultural y plurilingüe de nuestros pueblos. Esta comunidad se sustenta en sus bases históricas, reconociendo el papel de los pueblos originarios, afrodescendientes y migrantes laborales contratados y de las luchas sociales de la región. Estamos convencidos que la unidad sudamericana contribuirá al fortalecimiento de la unidad de toda América Latina y el Caribe.

2) Principios rectores de la integración sudamericana

Nuestro modelo de integración, recogiendo los postulados de las Declaraciones de Cusco, Ayacucho y Brasilia tiene como principios rectores:

I.- Solidaridad y cooperación en la búsqueda de una mayor equidad, reducción de la pobreza, disminución de las asimetrías y fortalecimiento del multilateralismo como principio rector de las relaciones internacionales.

II.- Soberanía, respeto a la integridad territorial y autodeterminación de los Pueblos según los principios y objetivos de las Naciones Unidas, asegurando la prerrogativa de los Estados nacionales a decidir sus estrategias de desarrollo y su inserción a nivel internacional, sin injerencias externas en sus asuntos internos.

III.- Paz, para que América del Sur continúe siendo una Zona de Paz en la cual los conflictos internacionales se resuelven a través de la solución pacífica de controversias.

IV.- Democracia y Pluralismo para consolidar una integración sin dictaduras y respetuosa de los derechos humanos y de la dignidad humana, de los pueblos originarios, de los afrodescendientes y migrantes, con igualdad de género y respeto a todas las minorías y sus manifestaciones lingüísticas y culturales, reconociendo el aporte de los movimientos sociales y organizaciones de la sociedad civil y su derecho a una participación democrática en cada uno de los países sudamericanos y en el proceso de integración.

V.- Derechos humanos son universales, interdependientes e indivisibles. Se debe dar un impulso similar tanto al desarrollo de los derechos civiles y políticos, como a los derechos económicos, sociales y culturales, reconociendo el derecho al desarrollo como un derecho sustantivo, en la égida integradora y multidisciplinaria de los derechos humanos.

VI.- Armonía con la naturaleza para un desarrollo sostenible garantizando que las preocupaciones de carácter ambiental y las referidas al cambio climático, estén presentes en todas las iniciativas de desarrollo regional, fundamentalmente en las obras de infraestructura y energía, preservando el equilibrio de los ecosistemas y a la protección de la biodiversidad, con reconocimiento y valoración de los conocimientos tradicionales.

3) Premisas para la construcción de la integración sudamericana

El proceso de construcción de esta integración es ambicioso y preciso en sus objetivos estratégicos y al mismo tiempo flexible y gradual en su implementación. Permite a todos ser parte y al mismo tiempo posibilita que cada país asuma los compromisos según su realidad. El camino más adecuado es avanzar en políticas públicas comunes respetando los tiempos y la soberanía de cada país.

(...)

4) Los objetivos de la integración

La integración sudamericana se plantea los siguientes objetivos regionales, que tienen como base un conjunto de acciones de impacto inmediato para revertir el enorme déficit social de la región, haciendo énfasis en esta primera etapa en el avance y desarrollo de los cuatro primeros:

- * Superación de las asimetrías para una integración equitativa: desarrollo de mecanismos concretos y efectivos que permitan resolver las grandes desigualdades que existen entre países y regiones de Sudamérica.
- * Un Nuevo Contrato Social Sudamericano: promoción de una integración con rostro humano articulada con la agenda productiva, que se exprese en el establecimiento de metas definidas de desarrollo social y en mecanismos sistemáticos de evaluación.
- * Integración energética para el bienestar de todos: articulación de las estrategias y políticas nacionales para un aprovechamiento de los recursos energéticos de la región que sea integral, sostenible, solidario y que reconozca las asimetrías entre los países y regiones.
- * Infraestructura para la interconexión de nuestros pueblos y la región: promover la conectividad de la región a partir de la construcción de redes de transporte y telecomunicaciones que interconecten los países, atendiendo criterios de desarrollo social y económicos sustentables para acelerar el proceso de integración, preservando el ambiente y el equilibrio de los ecosistemas.
- * Cooperación económica y comercial, para lograr el avance y la consolidación de un proceso de convergencia innovador y dinámico encaminado al establecimiento de un sistema comercial transparente, equitativo y equilibrado, que contemple un acceso efectivo. Será un objetivo fundamental la promoción del crecimiento y desarrollo económico, con la superación de las asimetrías, mediante la complementación de las economías de los países de América del Sur, así como la promoción del bienestar de todos los sectores de la población y la reducción de la pobreza.
- * Integración financiera sudamericana: desarrollo de mecanismos financieros compatibles con las condiciones específicas de políticas económicas y fiscales de nuestros países, que apoyen la implementación de los proyectos de integración sudamericana.
- * Integración industrial y productiva: impulsar acciones de desarrollo industrial y de innovación comunes, privilegiando el importante rol que deben desempeñar las pequeñas y medianas empresas, así como otras formas de organización productiva y facilitando la articulación de iniciativas regionales, tanto públicas como privadas aprovechando, entre otros, el potencial de sinergias.
- * Hacia una ciudadanía sudamericana: alcanzar progresivamente el reconocimiento de derechos civiles, políticos, laborales y sociales para los nacionales de un Estado miembro en cualquiera de los otros Estados miembros.
- * Migración: abordar el tema de la migración con un enfoque integral y comprensivo, bajo el respeto irrestricto de los derechos humanos que conduzca a una cooperación efectiva, particularmente en áreas estratégicas, como la vinculación entre la migración y el desarrollo y la armonización de políticas. En este sentido, destaca la importancia de la Convención Internacional para la Protección de Todos los Trabajadores Migrantes y de sus Familias.
- * Identidad cultural: promover el reconocimiento, la protección y la valoración de todas las expresiones del patrimonio cultural nacional y común sudamericano, desarrollar proyectos que promuevan el pluriculturalismo y facilitar la circulación de las expresiones culturales representativas de la memoria e identidad de nuestros pueblos.
- * Cooperación en materia ambiental: trabajar en la elaboración de propuestas para preservar la biodiversidad, los recursos hídricos y los ecosistemas y mitigar los efectos

del cambio climático, asegurando un desarrollo sostenible y asumiendo acciones de prevención contra diferentes clases de catástrofes.

* Participación ciudadana: desarrollar mecanismos de diálogo entre las instituciones de la Comunidad Sudamericana de Naciones y la sociedad civil que le permitan una mayor participación en la formulación de políticas de la integración sudamericana.

* Cooperación en materia de defensa: continuar promoviendo el intercambio de información y de experiencias en materia de doctrinas y formación de personal entre los Ministerios de Defensa de los países miembros.

“Plan Estratégico para la Profundización de la Integración Sudamericana”

A) Fortalecimiento de la institucionalidad...

9. La Comisión de Altos Funcionarios trabajará sobre los siguientes temas a partir de las propuestas que harán llegar los países miembros y los insumos que remitirá la Secretaría Pro Tempore:

- a. Convergencia institucional;
- b. Desarrollo económico y generación de empleo;
- c. Integración comercial;
- d. Integración energética;
- e. Integración en Infraestructura para el Transporte y Comunicaciones;
- f. Asimetrías;
- g. Integración productiva;
- h. Innovación, investigación y desarrollo;
- i. Tecnologías de la información y comunicaciones;
- j. Mecanismos sudamericanos de financiamiento;
- k. Agenda social sudamericana;
- l. Medioambiente;
- m. Ciudadanía sudamericana;
- n. Identidad cultural; y
- o. Participación ciudadana en el proceso de integración.

B) Diálogo Político

(...)

C) Diálogo Externo

1.- Serán intensificadas las iniciativas de diálogo externo y cooperación de la Comunidad Sudamericana de Naciones (CASA) con otras regiones y grupos regionales. Los Cancilleres darán continuidad a las iniciativas que deriven de la Cumbre América del Sur-Países Árabes y de la Cumbre América del Sur-África, e iniciarán la preparación de una Cumbre América del Sur-Asia.

D) Coordinación en la OMC e Instituciones Financieras Multilaterales

Los Ministros de Relaciones Exteriores, de Comercio Exterior y de Asuntos Económicos de los países de la Comunidad, tomando en consideración las necesidades especiales de economías pequeñas y vulnerables, reforzarán la práctica de construcción de acuerdos y consensos en lo que se refiere a los temas centrales de la agenda internacional. Esta coordinación que ya se lleva a cabo entre varios países de la región en la Ronda para el Desarrollo de la OMC, deberá reproducirse en otros foros relevantes.

E) Parlamentos

1. Los Presidentes invitan al Parlamento Andino y al Parlamento del MERCOSUR y a los órganos legislativos de Chile, Guyana y Suriname a considerar el diseño de mecanismos conducentes al establecimiento de un espacio parlamentario sudamericano.

F) Lugar y fecha de la III Reunión de Jefes de Estado

1. La III Reunión de Jefes de Estado de la Comunidad Sudamericana de Naciones tendrá lugar en Cartagena de Indias, Colombia en 2007. Asimismo, la Cumbre de Presidentes sobre Integración Energética tendrá lugar en Venezuela en 2007.

V. DECLARACIÓN DE MARGARITA, 2007.

Declaración de Margarita. Construyendo la integración energética del sur. Isla de Margarita, 16 de abril de 2007

Nosotros los jefes de Estado y de Gobierno de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Uruguay, Surinam y Venezuela, reunidos en la ciudad de Porlamar, Estado Nueva Esparta de la República Bolivariana de Venezuela el 17 de abril de 2007, conforme las conclusiones y recomendaciones presentadas por nuestros Ministros de Energía durante su II Reunión, acuerdan:

RATIFICAR los principios rectores de la integración energética regional recogidos en la Declaración de la I Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Suramericana de Naciones, del 26 de septiembre de 2005, en Caracas, Venezuela; y en la Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana, suscrita el 09 de diciembre de 2006 en Cochabamba, Bolivia.

SUBRAYAR que la integración energética de la Comunidad Suramericana de Naciones debe ser utilizada como una herramienta importante para promover el desarrollo social, económico y la erradicación de la pobreza. En este sentido, reiteran el compromiso con la universalización del acceso a la energía como un derecho ciudadano.

FORTALECER las relaciones existentes entre los países miembros de la Comunidad Suramericana de Naciones, sobre la base del uso sostenible de sus recursos y potencialidades energéticas, aprovechando así las complementariedades económicas para disminuir las asimetrías existentes en la región y avanzar hacia la unidad suramericana.

RECONOCER que el proceso de integración energética involucra como actores principales al Estado, la sociedad y a las empresas del sector, de tal manera que se logre un equilibrio entre los intereses de los países, las necesidades de los pueblos y la eficiencia sectorial.

PROMOVER a través de inversiones conjuntas el desarrollo y expansión de la infraestructura de integración energética de la región, con el objetivo primordial de que los recursos de los países productores lleguen a toda la región Suramericana y coadyuven a la equidad y justicia social.

TRABAJAR con miras a establecer una sistematización y evaluación del balance energético suramericano con el fin de proyectar una matriz energética regional, identificar opciones de integración energética, y fomentar proyectos de integración de la Comunidad Suramericana de Naciones.

IMPULSAR el desarrollo de la infraestructura energética de nuestros países como elemento que garantice la sostenibilidad de la integración suramericana.

IMPULSAR el desarrollo de las energías renovables, ya que cumplen un papel importante en la diversificación de la matriz de energía primaria, la seguridad energética, la promoción del acceso universal a la energía y la preservación del medio ambiente.

EXPRESAR su reconocimiento al potencial de los biocombustibles para diversificar la matriz energética suramericana. En tal sentido, conjugarán esfuerzos para intercambiar experiencias realizadas en la región, con miras a lograr la máxima eficiencia en el empleo de estas fuentes, de forma tal, que promueva el desarrollo social, tecnológico agrícola y productivo.

DESARROLLAR programas y actividades de cooperación en materia de ahorro y uso eficiente de la energía.

PROMOVER la cooperación entre las Empresas Petroleras Nacionales de los países miembros incluyendo la industrialización de los hidrocarburos, así como las transacciones comerciales de energéticos, contribuyendo al desarrollo y competitividad de la región suramericana, aumentando el bienestar de nuestros pueblos en el marco de criterios de complementariedad, solidaridad y equidad.

EXPRESAR su reconocimiento a las iniciativas tomadas por distintos países para incrementar la cooperación y la coordinación de sus esfuerzos de energía tales como PETROSUR, PETROANDINA, PETROAMERICA, Petrolera del Cono Sur y otras iniciativas.

SEÑALAR la importancia de asegurar la compatibilidad entre la producción de todas las fuentes de energía, la producción agrícola, la preservación del medioambiente y la promoción y defensa de condiciones sociales y laborales dignas, asegurando el papel de Suramérica como región productora eficiente de energía.

EXPRESAR su preocupación por las consecuencias del cambio climático y por sus perspectivas negativas, convocar a todos los países, pero sobre todo a los desarrollados, a promover políticas de consumo energético responsables con las necesidades de todas las regiones, poblaciones y ecosistemas del mundo.

ESTUDIAR los mecanismos que permitan avanzar en la compatibilización de reglamentos, normas y especificaciones técnicas que viabilicen la materialización de interconexiones y el intercambio energético entre los países.

IMPULSAR las iniciativas de cooperación técnica y los programas de formación de recursos humanos de los países de la Región, así como el intercambio de información, fortalecimiento institucional y desarrollo de capacidades.

RECONOCER que la innovación científica y tecnológica y la promoción de investigaciones conjuntas en materia energética son un medio apropiado para lograr el desarrollo tecnológico de la región. En este sentido, se recomienda el establecimiento de vínculos entre los centros de investigación de los Países Miembros para asistir en el proceso de toma de decisiones de la Comunidad Suramericana de Naciones.

Los Presidentes crean el Consejo Energético de Suramérica, integrado por los Ministros de Energía de cada país, para que, en base a los principios señalados en esta declaración, presenten una propuesta de lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana, del Plan de Acción y del Tratado Energético de Suramérica, que será discutida en la III Cumbre Suramericana de Naciones.

VI. EXTRACTO. TRATADO CONSTITUTIVO DE UNASUR, 2008.

TRATADO CONSTITUTIVO DE LA UNIÓN DE NACIONES SURAMERICANAS.

La República Argentina, la República de Bolivia, la República Federativa del Brasil, la República de Colombia, la República de Chile, la República del Ecuador, la República Cooperativa de Guyana, la República del Paraguay, la República del Perú, la República de Suriname, la República Oriental del Uruguay y la República Bolivariana de Venezuela,

PREÁMBULO

APOYADAS en la historia compartida y solidaria de nuestras naciones, multiétnicas, plurilingües y multiculturales, que han luchado por la emancipación y la unidad suramericana, honrando el pensamiento de quienes forjaron nuestra independencia y libertad a favor de esa unión y la construcción de un futuro común;

INSPIRADAS en las Declaraciones de Cusco (8 de diciembre de 2004), Brasilia (30 de septiembre de 2005) y Cochabamba (9 de diciembre de 2006);

AFIRMAN su determinación de construir una identidad y ciudadanía suramericanas y desarrollar un espacio regional integrado en lo político, económico, social, cultural, ambiental, energético y de infraestructura, para contribuir al fortalecimiento de la unidad de América Latina y el Caribe;

CONVENCIDAS de que la integración y la unión suramericanas son necesarias para avanzar en el desarrollo sostenible y el bienestar de nuestros pueblos, así como para contribuir a resolver los problemas que aún afectan a la región, como son la pobreza, la exclusión y la desigualdad social persistentes;

SEGURAS de que la integración es un paso decisivo hacia el fortalecimiento del multilateralismo y la vigencia del derecho en las relaciones internacionales para lograr un mundo multipolar, equilibrado y justo en el que prime la igualdad soberana de los Estados y una cultura de paz en un mundo libre de armas nucleares y de destrucción masiva;

RATIFICAN que tanto la integración como la unión suramericanas se fundan en los principios rectores de: irrestricto respeto a la soberanía, integridad e inviolabilidad territorial de los Estados; autodeterminación de los pueblos; solidaridad; cooperación; paz; democracia; participación ciudadana y pluralismo; derechos humanos universales, indivisibles e interdependientes; reducción de las asimetrías y armonía con la naturaleza para un desarrollo sostenible;

ENTIENDEN que la integración suramericana debe ser alcanzada a través de un proceso innovador, que incluya todos los logros y lo avanzado por los procesos de MERCOSUR y la CAN, así como la experiencia de Chile, Guyana y Suriname, yendo más allá de la convergencia de los mismos;

CONSCIENTES de que este proceso de construcción de la integración y la unión suramericanas es ambicioso en sus objetivos estratégicos, que deberá ser flexible y gradual en su implementación, asegurando que cada Estado adquiera los compromisos según su realidad;

RATIFICAN que la plena vigencia de las instituciones democráticas y el respeto irrestricto de los derechos humanos son condiciones esenciales para la construcción de

un futuro común de paz y prosperidad económica y social y el desarrollo de los procesos de integración entre los Estados Miembros;

ACUERDAN:

Artículo 1

Constitución de UNASUR

Los Estados Parte del presente Tratado deciden constituir la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) como una organización dotada de personalidad jurídica internacional.

Artículo 2

Objetivo

La Unión de Naciones Suramericanas tiene como objetivo construir, de manera participativa y consensuada, un espacio de integración y unión en lo cultural, social, económico y político entre sus pueblos, otorgando prioridad al diálogo político, las políticas sociales, la educación, la energía, la infraestructura, el financiamiento y el medio ambiente, entre otros, con miras a eliminar la desigualdad socioeconómica, lograr la inclusión social y la participación ciudadana, fortalecer la democracia y reducir las asimetrías en el marco del fortalecimiento de la soberanía e independencia de los Estados.

Artículo 3

Objetivos Específicos

La Unión de Naciones Suramericanas tiene como objetivos específicos:

- a) el fortalecimiento del diálogo político entre los Estados Miembros que asegure un espacio de concertación para reforzar la integración suramericana y la participación de UNASUR en el escenario internacional;
- b) el desarrollo social y humano con equidad e inclusión para erradicar la pobreza y superar las desigualdades en la región;
- c) la erradicación del analfabetismo, el acceso universal a una educación de calidad y el reconocimiento regional de estudios y títulos;
- d) la integración energética para el aprovechamiento integral, sostenible y solidario de los recursos de la región;
- e) el desarrollo de una infraestructura para la interconexión de la región y entre nuestros pueblos de acuerdo a criterios de desarrollo social y económico sustentables;
- f) la integración financiera mediante la adopción de mecanismos compatibles con las políticas económicas y fiscales de los Estados Miembros;
- g) la protección de la biodiversidad, los recursos hídricos y los ecosistemas, así como la cooperación en la prevención de las catástrofes y en la lucha contra las causas y los efectos del cambio climático;
- h) el desarrollo de mecanismos concretos y efectivos para la superación de las asimetrías, logrando así una integración equitativa;
- i) la consolidación de una identidad suramericana a través del reconocimiento progresivo de derechos a los nacionales de un Estado Miembro residentes en cualquiera de los otros Estados Miembros, con el fin de alcanzar una ciudadanía suramericana;
- j) el acceso universal a la seguridad social y a los servicios de salud;

- k) la cooperación en materia de migración, con un enfoque integral, bajo el respeto irrestricto de los derechos humanos y laborales para la regularización migratoria y la armonización de políticas;
- l) la cooperación económica y comercial para lograr el avance y la consolidación de un proceso innovador, dinámico, transparente, equitativo y equilibrado, que contemple un acceso efectivo, promoviendo el crecimiento y el desarrollo económico que supere las asimetrías mediante la complementación de las economías de los países de América del Sur, así como la promoción del bienestar de todos los sectores de la población y la reducción de la pobreza;
- m) la integración industrial y productiva, con especial atención en las pequeñas y medianas empresas, las cooperativas, las redes y otras formas de organización productiva;
- n) la definición e implementación de políticas y proyectos comunes o complementarios de investigación, innovación, transferencia y producción tecnológica, con miras a incrementar la capacidad, la sustentabilidad y el desarrollo científico y tecnológico propios;
- o) la promoción de la diversidad cultural y de las expresiones de la memoria y de los conocimientos y saberes de los pueblos de la región, para el fortalecimiento de sus identidades;
- p) la participación ciudadana a través de mecanismos de interacción y diálogo entre UNASUR y los diversos actores sociales en la formulación de políticas de integración suramericana;
- q) la coordinación entre los organismos especializados de los Estados Miembros, teniendo en cuenta las normas internacionales, para fortalecer la lucha contra el terrorismo, la corrupción, el problema mundial de las drogas, la trata de personas, el tráfico de armas pequeñas y ligeras, el crimen organizado transnacional y otras amenazas, así como para el desarme, la no proliferación de armas nucleares y de destrucción masiva, y el desminado;
- r) la promoción de la cooperación entre las autoridades judiciales de los Estados Miembros de UNASUR; s) el intercambio de información y de experiencias en materia de defensa; t) la cooperación para el fortalecimiento de la seguridad ciudadana, y
- u) la cooperación sectorial como un mecanismo de profundización de la integración suramericana, mediante el intercambio de información, experiencias y capacitación.

Artículo 4

(...)

Artículo 5

Desarrollo de la Institucionalidad

Podrán convocarse y conformarse reuniones Ministeriales Sectoriales, Consejos de nivel Ministerial, Grupos de Trabajo y otras instancias institucionales que se requieran, de naturaleza permanente o temporal, para dar cumplimiento a los mandatos y recomendaciones de los órganos competentes. Estas instancias rendirán cuenta del desempeño de sus cometidos a través del Consejo de Delegadas y Delegados, que lo elevará al Consejo de Jefas y Jefes de Estado y de Gobierno o al Consejo de Ministras y Ministros de Relaciones Exteriores, según corresponda. Los acuerdos adoptados por las Reuniones Ministeriales Sectoriales, Consejos de nivel Ministerial, los Grupos de Trabajo y otras instancias institucionales serán presentados a consideración del órgano

competente que los ha creado o convocado. El Consejo Energético de Suramérica, creado en la Declaración de Margarita (17 de abril de 2007), es parte de UNASUR.

(...)

Suscrito en la ciudad de Brasilia, República Federativa del Brasil, a los veintitrés días del mes de mayo del año dos mil ocho, en originales en los idiomas portugués, castellano, inglés y neerlandés, siendo los cuatro textos igualmente auténticos.